

---

# BACHELORARBEIT

---

Herr  
**Tommy Sauermann**

Möglichkeiten der Ergebnisoptimie-  
rung des derzeitigen Geschäftsmodells unter Berücksichtigung der  
Energiewende auf die Wirtschaft-  
lichkeit von (kommunal geprägten)  
Energieversorgungsunternehmen

Chemnitz, 2015



# **BACHELORARBEIT**

---

Möglichkeiten der Ergebnisoptimierung des derzeitigen Geschäftsmodells unter Berücksichtigung der Energiewende auf die Wirtschaftlichkeit von (kommunal geprägten) Energieversorgungsunternehmen

Autor:

**Herr**

**Tommy Sauermann**

Studiengang:

**Betriebswirtschaft**

Seminargruppe:

**BW-09w4**

Erstprüfer:

**Herr Prof. Dr. René-Claude Urbatsch**

Zweitprüfer:

**Herr Prof. Dr. Johannes N. Stelling**

Einreichung:

**Mittweida, 19.01.2015**



# **BACHELOR THESIS**

---

Investigation of possibilities to  
improve the earnings situation of  
local energy utilities; in consid-  
eration of energy revolution and  
their effects on profitability

author:

**Mr.**

**Tommy Sauermann**

course of studies:

**business economics**

seminar group:

**BW09-w4**

first examiner:

**Mr. Prof. Dr. René-Claude Urbatsch**

second examiner:

**Mr. Prof. Dr. Johannes N. Stelling**

submission:

**Mittweida, 19.01.2015**



**Inhalt**

<b>Inhalt</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Problemstellung	3
1.2 Zielsetzung	7
1.3 Methodisches Vorgehen	8
<b>2 Möglichkeiten der Ergebnisoptimierung</b>	<b>11</b>
2.1 Grundlagen	11
2.1.1 Ergebnisoptimierung	11
2.1.2 Geschäftsmodell	12
2.1.3 Bedeutung der EVU als Akteure auf dem liberalisierten Energiemarkt	14
2.2 Derzeitiges Geschäftsmodell	47
2.2.1 Geschäftsfeld Erzeugung	49
2.2.2 Geschäftsfeld Vertrieb	60
2.2.3 Geschäftsfeld Netzbetrieb	65
2.3 Möglichkeiten der Ergebnisoptimierung	74
2.3.1 Strategien der Gewinnoptimierung	76
2.3.2 Strategien der Verlustoptimierung	89
2.3.3 Bewertung (VNCR)	93
<b>3 Schlussbemerkung</b>	<b>99</b>
3.1 Ergebnisse	99
3.2 Maßnahmen	103
3.3 Konsequenzen	117
<b>Literatur</b>	<b>119</b>
<b>Selbstständigkeitserklärung</b>	<b>133</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl der Unternehmen am Energiemarkt in Deutschland nach Bereichen .....	21
Abbildung 2: Installierte elektrische (Netto-) Erzeugungsleistung in MW nach Energieträgern (Stand 2013) .....	27
Abbildung 3: Stromerzeugung- und verbrauch.....	29
Abbildung 4: Einspeisung aus Windkraftanlagen im Jahr 2010 .....	31
Abbildung 5: Eigentümerstruktur der Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland im Jahr 2012 .....	33
Abbildung 6: Das deutsche Stromnetz: Netzebenen und Stromfluss.....	36
Abbildung 7: Zusammensetzung des Stromhandelsmarktes.....	40
Abbildung 8: Lastprofil eines durchschnittlichen Werktages mit Darstellung einzelner Blockprodukte .....	43
Abbildung 9: Preis für Baseload-Strom an der EPEX-Spot je Quartal .....	45
Abbildung 10: durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EPEX Spot je Quartal .....	46
Abbildung 11: Merit-Order des Kraftwerkparks .....	52
Abbildung 12: Entwicklungen von Stromerzeugung, Stromverbrauch und dem Spotmarktpreis an der Strombörse EPEX...	54
Abbildung 13: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke in Deutschland (2013) ....	57
Abbildung 14: Strompreisbestandteile .....	63
Abbildung 15: Stromnetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte .....	66
Abbildung 16 Preisniveau Netznutzung Gas (2013).....	70
Abbildung 17: Preisniveau Netznutzung Strom (2010).....	70
Abbildung 18: Ausgangssituation der Unternehmensfinanzierung .....	76
Abbildung 19: Finanzierungsinstrumente .....	77
Abbildung 20: Verknüpfung vorhandener Geschäftsfelder mit neuen Dienstleistungen .....	84
Abbildung 21: Stadtwerke im Spannungsfeld.....	100



---

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Überblick Kundensegmente (2011) .....	61
Tabelle 2: Vergleich effektiver Personalkosten pro Mitarbeiter (in Euro).....	81
Tabelle 3: Potenziale der Wertschöpfungsstufen .....	84
Tabelle 4: Verhältnis von Netzpachtentgelten zum Gesamtkonzernergebnis .....	88
Tabelle 5: Strategiebewertung .....	98

**Abkürzungsverzeichnis**

ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Lin
AG	Aktiengesellschaft
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AVEU	Arbeitgeberverband energie- und versorgungswirtschaftlicher Unternehmen e. V.
BauGB	Baugesetzbuch
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BfEE	Bundesstelle für Energieeffizienz
BKKW	Braunkohlekraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
eins	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG
EltrL	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie
EnBW	Energie Baden-Württemberg
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX SPOT	European Power Exchange SE
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GasRL	Gasbinnenmarktrichtlinie
GeLiGAS	Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas
GG	Grundgesetz
GHI	Global Horizontal Irradiance (globale Bestrahlungsstärke)
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GPKE	Geschäftsprozesse zur Belieferung von Kunden mit Elektrizität
GuD	Gas-und-Dampf
GW	Gigawatt

---

IT	Informationstechnik
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KKW	Kernkraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
kWp	Kilowatt Peak
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWe	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde
NNE	Netznutzungsentgelte
OTC	Over the Counter (außerbörslicher Handel)
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SKKW	Steinkohlekraftwerk
TU	Technische Universität
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VLS	Volllaststunden
VNB	Verteilnetzbetreiber
WKA	Windkraftanlage



## 1 Einleitung

*„Energiewende ist der Weg in eine Zukunft ohne Atomenergie – hin zu einer Industriegesellschaft, die dem Gedanken der Nachhaltigkeit und der Verantwortung gegenüber kommenden Generationen verpflichtet ist.“<sup>1</sup>*

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich freiwillig gesellschaftspolitisch dazu entschlossen, die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung einzuleiten. Dadurch ist ein bislang kaum vergleichbarer Transformationsprozess angestoßen worden, der primär auf Änderungen in den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität abzielt, jedoch weitreichende Auswirkungen auf alle Bereiche der deutschen Volkswirtschaft entfaltet hat.

Erste Mechanismen zur Förderung des Ausbaus von Anlagen zur Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sind seit 1998 bekannt. Jedoch führte erst die japanische Nuklearkatastrophe von Fukushima zum endgültigen Beschluss über den Ausstieg aus der Nutzung von Kernenergie zur Stromerzeugung. Der fundamentale Umbau des Energiesystems wurde eingeläutet. Politisch vorgegebener Anpassungsdruck – auch aufgrund der Tatsache, dass bisher nur laxe Selbstverpflichtungen zu Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen seitens der Industrie wahrzunehmen waren – stellt heute das Geschäftsmodell der Energieversorger grundlegend infrage. Die Energiewende schafft radikal neue Rahmenbedingungen.

Indes sind erste Resultate der Energiewende sichtbar. Im ersten Halbjahr 2014 erreichte die Stromproduktion aus regenerativen Energiequellen bereits ca. 31 Prozent der Nettostromerzeugung.<sup>2</sup> Obgleich dieser Fakt vordergründig positiv zu bewerten ist, wird damit das traditionelle Geschäftsmodell der Energiewirtschaft auf den Prüfstand gestellt. Nicht mehr die etablierten Energieversorgungsunternehmen betreiben diese Anlagen zur Energieerzeugung, sondern Privatpersonen, Gewerbe, Projektierer, Landwirte, Fondsgesellschaften und Banken drängen mit aller Macht in den scheinbar lukrativen Erzeugungsmarkt. In Zukunft wird Deutschland wesentlich kleinteiliger mit Energie versorgt werden als bisher. Garniert mit staatlich festgelegten Vergütungssätzen – im Jahr 2013 wurden erneuerbare Energieanlagen mit 19 Mrd. Euro gefördert –, trägt die Energiewende zu ei-

---

<sup>1</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Sonne, Wind & Co. (2014). Abgerufen unter <http://www.bmwi.de>. Abgerufen am 05.11.2014.

<sup>2</sup> Vgl. ebd.: Erneuerbare im ersten Halbjahr wichtigste Quelle im deutschen Strommix (2014). Abgerufen unter <http://www.bmwi.de>. Abgerufen am 04.11.2014.

nem Umbruch bei, der die Betreiber dieser Anlagen aufgrund kalkulierbarer Vergütungen, die mit einem minimalen Investitionsrisiko einhergehen, zu Gewinnern werden lässt.<sup>3</sup> Verlierer sind die Betreiber konventioneller Kraftwerksanlagen. Bedingt durch gesetzlich geregelten Einspeisevorrang für erzeugten Strom aus eben diesen Anlagen sowie durch die Gegebenheiten des derzeitigen Strommarktdesigns lohnt die Vermarktung kaum noch. Teilweise liegt der erzielbare Strompreis unterhalb der Brennstoffkosten, vereinzelt rutschen die Preise gar ins Negative. Bei derartiger Marktlage bezahlen groteskerweise die Kraftwerksbetreiber den Stromabnehmern Geld für das Verbrauchen von Strom. Diese kritische Entwicklung führt zu immensen Abschreibungen bei den Unternehmen, die konventionelle und mitunter erst kürzlich in Betrieb genommene Kraftwerke wertberichtigen oder sogar vereinzelt ganz vom Netz nehmen müssen. Planbare Kalkulationen werden ad absurdum geführt. Übergeordnet wird das Vertrauen auf politische Verlässlichkeit und Stabilität zunichte gemacht. Die Entwicklung gipfelt in eingereichten Verfassungsbeschwerden von E.ON, dem größten deutschen EVU, sowie anderen bedeutenden Unternehmen der Branche, welche die frühzeitige Stilllegung von Kernkraftwerken ohne Entschädigung als Eingriff in ihr grundrechtlich geschütztes Eigentum erachten.

Die Auswirkungen der Energiewende verdeutlichen, dass sich unveränderbare naturgesetzliche Konstanten nicht durch politische Willkür umgehen lassen. Die fehlende Möglichkeit, Strom in großen Mengen zu speichern, erfordert das notwendige Bereithalten konventioneller Kraftwerke zur Vermeidung flächendeckender Stromausfälle. Aufgrund witterungsbedingt verminderter Einspeisung erneuerbarer Energien ist die Bedeutung konventioneller Stromerzeugung essenziell. Das Vorhalten der Kraftwerkskapazitäten wird derzeit allerdings noch nicht honoriert. Auch einst als stabil geltende Geschäftsfelder sind bedroht: Regulierungsmaßnahmen, zur Förderung des Wettbewerbs, beeinflussen die Margen im Verteilnetz- und Vertriebsgeschäft. Gleichzeitig erfordert die Energiewende enorme Investitionen zur Integration erneuerbarer Energien auf allen Wertschöpfungsstufen. Die Geschwindigkeit, mit der dieser Prozess voranschreitet, stellt die gesamte klassische Energieversorgungsbranche vor eine vage Zukunft.

---

<sup>3</sup> Vgl. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Abgerufen unter <http://www.bdew.de>. S. 60. Abgerufen am 31.10.2014.

## 1.1 Problemstellung

Die lange Zeit von ökonomischer Stabilität geprägte Energiebranche ist übergeordnet mehreren gravierenden Änderungen ausgesetzt: einschneidende Regulierung, steigende Umweltschutzbemühungen sowie Knappheit fossiler Brennstoffe. Das Marktumfeld zeichnet sich zunehmend durch steigende Dynamik und Volatilität aus. Mit Maßnahmen wie Liberalisierung der Energiemärkte, Unbundling<sup>4</sup> der Unternehmensstrukturen sowie Anreizregulierung führen staatliche Steuerungseingriffe zu steigenden Anforderungen auf allen Wertschöpfungsstufen. Ambitionierte Klimaschutzziele der Bundesregierung verursachen Kostensteigerungen in Milliardenhöhe. Einschnitte in das bisher integrierte Geschäftsmodell der EVU fordern die gesamte Branche heraus. Die deutschen Energieversorger befinden sich im Umbruch.

Das in Deutschland ehrgeizig verfolgte Ziel der nachhaltigen Energieversorgung ist wegweisend. Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 beschreibt, als langfristige Strategie, die Rahmenbedingungen der Energieversorgung in Deutschland. Es sieht vor, bis spätestens 2022 vollständig auf die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken zu verzichten, die aus der Verbrennung fossiler Energieträger entstehenden Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren sowie den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 30 Prozent bis 2030 zu steigern. Bis 2050 soll gleichzeitig der Primärenergieverbrauch gegenüber 2008 um 50 Prozent sinken. Ferner wird angestrebt, die Sanierungsrate für Gebäude von derzeit jährlich weniger als 1 Prozent auf 2 Prozent des gesamten Gebäudebestandes zu verdoppeln. Im Verkehrsbereich soll die Verbrauchsreduktion bis 2050 rund 40 Prozent gegenüber 2005 betragen.<sup>5</sup> Diese Ziele können nur durch einen umfangreichen Systemumbau der Energiewirtschaft in Verbindung mit erheblichen Investitionen in den Bereichen der erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung, energetischen Gebäudesanierung und Energieinfrastruktur realisiert werden. Die Bundesregierung beziffert die notwendigen Investitionen bis 2050 auf 550 Mrd. Euro.<sup>6</sup> Die Investitionsabsichten der EVU sind durch die Energiewende mit Unsicherheiten belastet. Als Folge werden Investitionsprojekte zeitlich verlagert oder gar ersatzlos gestrichen. Viele Maßnahmen lassen sich mittlerweile nur durch monetäre

---

<sup>4</sup> Unbundling bedeutet die Trennung der Geschäftsbereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb der Sparten Strom und Gas innerhalb der EVU.

<sup>5</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept (2011). Abgerufen unter <http://www.bmwi.de>. Abgerufen am 20.10.2014.

<sup>6</sup> Vgl. Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (Hrsg.): Was bringt, was kostet die Energiewende (2014). Abgerufen unter <http://www.bundesregierung.de>. Abgerufen am 20.10.2014.

Anreize seitens des Staates realisieren. Dessen Einfluss im Energiesektor steigt kontinuierlich an, der Wettbewerb wird verzerrt. Mithilfe unzähliger Mechanismen versucht der Staat, den Ausbau der erneuerbaren Energien mit aller Macht voranzutreiben. Zu diesen Mechanismen gehören z. B. die EEG-Umlage zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien, Sonderregelungen für den Eigenverbrauch von Kraftwerken, die Ausgleichsmechanismusverordnung, gezahlte Entschädigungen für nicht eingespeiste Strommengen, die Offshore-Haftungsumlage, §19-Stromnetzentgeltverordnung-Umlage, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Umlage sowie die Umlage für abschaltbare Lasten. Er beschleunigt damit ganz wesentlich die Substitution der fossilen und nuklearen Energieerzeugung durch regenerative Energien. Aber das permanente Erlassen neuer Umlagen, Abgaben und Privilegien zur Förderung erneuerbarer Energien, das jeweils ein Klientel bevorteilt, die breite Masse der Verbraucher aber zusätzlich stark belastet, führt primär zu deutlich wahrnehmbaren Preissteigerungen, sekundär zu einer kaum kontrollierbaren Bürokratie sowie unklaren Zukunftsaussichten auf allen Ebenen. Das sofort sichtbare Resultat sind rasant steigende Strompreise. Dabei stößt die Energiewende innerhalb der Bevölkerung auf grundlegende Zustimmung. Sie wird als erstrebenswert angesehen. Als sozial gerecht wird sie nicht empfunden.

Je weiter der tiefgreifende Wandlungsprozess voranschreitet, desto stärker werden die Veränderungen für die einzelnen Akteure sichtbar. Das tradierte Geschäftsmodell der EVU wird sukzessive zerstört. Die Energiewende macht aus einem einst stabilen, ertragreichen Geschäft ein schwer kalkulierbares und risikobehaftetes Gewerbe. Bei den größten Unternehmen dieser Branche zeichnen sich erstmals in deren Geschichte Verluste ab. Weil mehr Strom aus erneuerbaren Energien in die Netze gespeist wird, verringert sich die Anzahl der Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke. Zudem besitzt regenerativ erzeugter Strom gesetzlich geregelten Einspeisevorrang. Dies führt bei einem hohen Aufkommen dieser Energiequellen zur notwendigen Abregelung der konventionellen Stromerzeugungsanlagen. Andernfalls wäre die Netzstabilität gefährdet. Das Stromangebot richtet sich, aufgrund fehlender Speichermöglichkeiten, nach der Stromnachfrage. Bei steigendem Angebot und gleichbleibender oder verringerter Nachfrage sind sinkende Börsenstrompreise die Folge. Sie wirken sich letztlich verstärkend negativ auf die erzielbaren Vermarktungserlöse der konventionellen Kraftwerksbetreiber aus. Es entsteht ein Wertberichtigungsbedarf auf Kraftwerke von mehreren hundert Millionen Euro.



E.ON SE, das weltweit größte private und zugleich Deutschlands umsatzstärkstes EVU, wies im Geschäftsjahr 2011 einen Fehlbetrag in Höhe von 1,861 Mrd. Euro aus.<sup>7</sup> Die RWE AG, das zweitgrößte EVU in Deutschland, hatte im Geschäftsjahr 2013 einen Fehlbetrag in Höhe von 2,757 Mrd. Euro zu verzeichnen.<sup>8</sup> Rigoroser Arbeitsplatzabbau ist die Folge. Bei E.ON werden 11.000 Stellen gestrichen und bei RWE 13.000 Stellen.<sup>9</sup> Das zügige Voranschreiten der Energiewende trifft jedoch auch viele kleine und mittlere EVU: die Stadtwerke. Auch für sie reichen derweil eilig ausgerufenen Programme zur Kostenreduzierung und Rentabilitätssteigerung angesichts dieser Entwicklung kaum noch aus, um notwendige Spielräume zur Anpassung des tradierten Geschäftsmodells vornehmen zu können. Dabei ist eine zuverlässige, bezahlbare und effiziente Energieversorgung, welche die Konzerne in den vergangenen Jahrzehnten aufgrund ihrer Größenvorteile stets gewährleisten und somit die deutsche Volkswirtschaft zu international wettbewerbsfähigen Preisen mit Energie versorgen konnten, das Rückgrat jeder modernen Industriegesellschaft.

Die Energiewende ruft sich innerhalb der Bevölkerung vorrangig über Preissteigerungen ins Bewusstsein, die dem Gewinnstreben der Energiekonzerne zugeschrieben werden. Diese Wahrnehmung ist jedoch falsch, denn der Anstieg der Strompreise ist fast ausschließlich auf Steuern, Umlagen sowie Abgaben zurückzuführen. Daneben wird die Energiewende unmittelbar dort als Bedrohung empfunden, wo Menschen ihren Arbeitsplatz verlieren, ohne dass ihnen gleichzeitig neue Beschäftigungschancen eröffnet werden. Proteste der Arbeitnehmer, aber auch Versuche der Unternehmen, die Politik zu Abwehr- oder Erhaltungsmaßnahmen zu bewegen, bleiben erfolglos. Auch die Hoffnung, dass die Energiewende mittels neuer Produktionstechnologien und Wertschöpfungsketten ausreichend Arbeitsplätze schafft, die vor allem in Ostdeutschland zu einer Stärkung der wirtschaftlichen Entwicklung beitragen, wird nicht erfüllt. Vorgenannte Zahlen belegen eindrucksvoll, welche Dynamik derzeit dem gesamten europäischen, aber insbesondere dem hier betrachteten deutschen Energiesektor widerfährt. Eine Vielzahl weiterer Kräfte und Faktoren verstetigen diesen Wandel – das Geschäftsmodell der traditionellen Energieversorger ist erheblich gefährdet. Darüber hinaus zeigt die Entwicklung, dass in Zukunft vermehrt mittelständische Unternehmen und Privatpersonen den Strom, den sie

---

<sup>7</sup> Vgl. E.ON SE (Hrsg.): Geschäftsbericht 2011 (2012). S. 32. Abgerufen unter <http://www.eon.com>. Abgerufen am 27.10.2014.

<sup>8</sup> Vgl. RWE AG (Hrsg.): Geschäftsbericht 2013 (2014). S. 2. Abgerufen unter <http://www.rwe.com>. Abgerufen am 27.10.2014.

<sup>9</sup> Vgl. Hoffmann, P.: Wie die Energiekonzerne die Politik erpressen. In: DER TAGESSPIEGEL (15.11.2013). Abgerufen unter <http://www.tagesspiegel.de>. Abgerufen am 15.08.2014.

verbrauchen, auf dezentraler Ebene selbst erzeugen, anstatt auf großtechnische Energieinfrastrukturanlagen zurückzugreifen. Der Stromabsatz sinkt. Topografische und meteorologische Erfordernisse führen zur stärkeren räumlichen Trennung von Energieerzeugung und -nachfrage. Den zuvor genannten Konzernen ist es aufgrund ihrer schieren Größe möglich, neue Geschäftsfelder fernab ihrer angestammten Märkte zu entwickeln, vielversprechende Konkurrenten zu erwerben oder auf globaler Ebene zu agieren, um so ansatzweise die ehemals in Deutschland vorherrschende Ertragslage zu erhalten. Doch längst nicht alle Unternehmen der Energieversorgung können ihr angestammtes Geschäftsmodell notfalls verlagern. Das klassische EVU in seiner heutigen Form, in der Ausprägung des örtlichen Stadtwerks, muss sich ganz neu erfinden. Obwohl sie im Jahr 2013 selbst nur 12,3 Prozent<sup>10</sup> an der in Deutschland installierten Kraftwerksleistung besitzen und ihren Strombedarf größtenteils von den großen vier Erzeugungsunternehmen E.ON, Vattenfall, RWE sowie EnBW beziehen, belieferten sie im Jahr 2010 54 Prozent der Endkunden mit Strom.<sup>11</sup> Bereits 2008 sprach der damalige Bundesumweltminister Sigmar Gabriel von den Stadtwerken als „Gewinner der Energiewende“ und lobpreiste sie als „Vorreiter bei Klimaschutz, Energiesicherheit und Innovation“<sup>12</sup>. Durch ihre Kundennähe, das Wissen um die Gegebenheiten vor Ort, sind sie prädestiniert für eine aktive Mitgestaltung der Energiewende. Im Jahr 2014 sieht die Realität anders aus. Die Stadtwerke sind ebenso wie die großen EVU doppelt gebeutelt von der Energiewende. Einerseits sollen sie die öffentliche Erwartung an ein Gelingen der Energiewende durch Investitionen in erneuerbare Energien realisieren und gleichzeitig bezahlbare Preise für die Verbraucher garantieren. Andererseits müssen sie verlässlich und planbar Erträge in Form von Gewinnausschüttungen an ihre kommunalen Eigentümer abführen, die damit Haushaltsdefizite kompensieren. Ferner ist der hohe Anteil an regionaler Wertschöpfung aufrechtzuerhalten.

Es stellt sich die Frage, wie es den EVU gelingen kann, ihr Geschäftsmodell an die sich rasant ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Die Nutzung der Chancen der Energiewende bildet eine Gestaltungsaufgabe, derer sich die gesamte Energiebranche stellen muss.

---

<sup>10</sup> Vgl. Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) (Hrsg.): Erzeugungsumfrage: Stadtwerkeinvestitionen deutlich gesunken. Pressemitteilung 65/14 (2014). Abgerufen unter <http://www.vku.de>. Abgerufen am 31.07.2014.

<sup>11</sup> Vgl. VKU (Hrsg.): Bürger teilen Bedenken der Stadtwerke. Pressemitteilung 54/10 (2010). Abgerufen unter <http://www.vku.de>. Abgerufen am 01.08.2014.

<sup>12</sup> Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Stadtwerke als Motor der Energiewende. Pressedienst Nr. 239/08 – Energiepolitik | Berlin, 30.10.2008. Abgerufen unter <http://www.bmu.de/presse>. Abgerufen am 02.08.2014.

## 1.2 Zielsetzung

Die Zielsetzung dieser Arbeit lässt sich aus der inkrementellen Entwicklung der Energiewende ableiten. Diese wirkt komplexer, als sie bislang in Politik und Gesellschaft wahrgenommen wird. Zudem kostet sie die Unternehmen Sicherheit – in zweierlei Hinsicht. Zum einen geht die Sicherheit verloren, dass das, was gestern profitabel war, auch morgen noch ertragsfähig sein wird. Zum anderen geht Sicherheit dahingehend verloren, dass sich die bisher temporär strukturelle Veränderung der Energiewirtschaft als dauerhaft erweist. Dieser Wandel vollzieht sich nunmehr seit 1998, hat sich aber im Zeitraum 2010 – 2014 deutlich verstetigt. Die hochdynamische Situation wirft die übergeordnete Fragestellung auf, wie Energieversorger diese Entwicklung bislang wirtschaftlich verkraftet haben bzw. zukünftig verkraften werden. Ihr grundsätzlich infrage gestelltes Geschäftsmodell verlangt die notwendige, wertorientierte Identifizierung und Analyse von Optimierungsansätzen. Neben einer integrierten ganzheitlichen Betrachtung der Energiewende sowie deren durchschlagenden Auswirkungen auf das Ertragsmodell sollen Maßnahmen identifiziert werden, die für eine dauerhafte und nachhaltige Ertragsoptimierung, Verlustvermeidung oder -minderung sorgen. Nach Auffassung des Autors wird der Kern der Problematik durch folgende Fragestellungen deutlich, die im weiteren Verlauf beantwortet werden sollen:

- Wie sieht das Geschäftsmodell von EVU aus und welche Auswirkungen hat der Veränderungsdruck der Energiewende auf die Definition der EVU?
- Wie wirken sich Liberalisierung und Energiewende auf dieses Geschäftsmodell aus? Welche Gestaltungspotenziale ergeben sich hieraus?
- Welche Wertschöpfungsstufen können ergebniswirksam bearbeitet werden?
- Wie können Restriktionen in finanzielle Vorteile verwandelt werden?
- Welche operativen Ergebnisverbesserungsmaßnahmen sind zur Kompensation der Risiken notwendig?
- Wie kann die Neupositionierung in einem wettbewerbsintensiven Marktumfeld mit neuen Konzepten erfolgen?
- Gibt es potenzielle Kooperationsmöglichkeiten?

Die Optimierung der einzelnen Wertschöpfungsstufen zieht sich wie ein roter Faden durch diese Arbeit. Die gesellschaftspolitisch stark verankerten Stadtwerke sollen zukünftig Gestalter und nicht Getriebener der vorgenannten Entwicklung sein. Es wurde versucht, die händeringend benötigten Lösungen effektiv zu konzipieren sowie Schwachstellen und Hemmnisse der Geschäftsmodelle zu beseitigen. Ebenfalls stehen kurzfristig umzusetzende Maßnahmen im Vordergrund.

### 1.3 Methodisches Vorgehen

*„Das Problem zu erkennen ist wichtiger, als die Lösung zu erkennen, denn die genaue Darstellung des Problems führt zur Lösung.“<sup>13</sup>*

Unter dieser von Albert Einstein ausgerufenen Prämisse soll die Thematik betrachtet werden. Wie bereits die thematische Einführung zeigt, kann für eine Lösung der Problemstellung nur ein ganzheitlicher Ansatz von intensiver Auseinandersetzung mit den EVU, deren Stellung im Energiemarkt sowie den Restriktionen der Energiewende zu einer Optimierung der Geschäftsmodelle führen.

Neben der Themenwahl wurde die vorliegende Arbeit maßgeblich von der Tätigkeit des Autors bei eins energie in sachsen GmbH & Co. KG (eins), einem regionalen Energieversorgungsunternehmen, beeinflusst. Dieses Unternehmen ist 2011 aus der Fusion der ehemaligen Stadtwerke Chemnitz AG und der Erdgas Südsachsen GmbH entstanden und der führende Energiedienstleister in der Region Südsachsen sowie mehrheitlich im Besitz von Städten und Gemeinden. Die Fusion war der notwendige Schritt, um beide Unternehmen zukunftsfähig zu gestalten und den sich ändernden Gegebenheiten eines liberalisierten Energiemarktes begegnen zu können. Gleichzeitig muss das neue Unternehmen weiterhin den Ansprüchen der Eigentümer gerecht werden und verlässlich Gewinne erwirtschaften. Dieser erlebte Umbruch im Kleinen lässt sich auf die gesamte Branchenstruktur der Energieversorger übertragen. Die Herausforderung liegt in der Fähigkeit, das eigene Geschäftsmodell neu zu definieren, einzelne Handlungsfelder strikt abzugrenzen und tragfähige Strategien zu entwickeln. Dies alles trug dazu bei, eine konkrete Fragestellung zu erarbeiten. Aus den Folgen der Liberalisierung der Energiemärkte, einhergehend mit der Energiewende, die das Tagesgeschäft maßgeblich beeinflussen, bildete sich zudem der Leitgedanke heraus, wie das bisherige Geschäftsmodell angepasst werden kann.

Wegen der hohen Anzahl an Marktteilnehmern und deren breiten Geschäftsspektren stellte sich schnell heraus, dass keine allgemeingültigen Aussagen für alle Unternehmen der Branche erarbeitet werden können. Im Gegenteil: Für eine aussagekräftige Darstellung war eine Begrenzung auf kommunale EVU unabdingbar. Vornehmlich wird ihr Wirken in den Hauptmärkten, dem Strom- sowie Gasmarkt, betrachtet.

---

<sup>13</sup> Einstein, A. zitiert nach Sonne, B. und Weiß, R. (Hrsg.): Einsteins Theorien. Spezielle und Allgemeine Relativitätstheorie für interessierte Einsteiger und zur Wiederholung. S. 177.

Auch aufgrund der Bearbeitung vielschichtiger, eng verbundener Wertschöpfungsstufen sowie der tiefen Verwurzelung innerhalb der Gesellschaft sind kommunale EVU geradezu prädestiniert für eine Analyse.

Mithilfe der erarbeiteten Fragestellung konnte eine Grobgliederung erstellt werden, die ein zielorientiertes und abgrenzendes Schreiben ermöglichte. Im Grundlagenteil werden Begrifflichkeiten zum Wesen der Ergebnisoptimierung und des Geschäftsmodells vermittelt. Die Darlegung der Liberalisierungsmaßnahmen des deutschen Energiemarktes sowie die Untersuchung der Marktstruktur runden diesen Themenkomplex ab. Gleichzeitig wird dadurch die Bedeutung der kommunalen EVU deutlich.

Der Hauptteil der Arbeit gliedert sich wiederum in zwei Abschnitte. Im ersten Abschnitt wird das derzeitige Geschäftsmodell anhand von Wertschöpfungsstufen unter Einbeziehung der Auswirkungen der Energiewende betrachtet. Ebenso wird ein kurzer Abriss über regulatorische Eingriffe des Staates dargelegt. Dabei wird deutlich, mit welcher Härte sich der fundamentale Branchenumbruch vollzieht. Gleichzeitig liegt darin die Chance für zukünftiges Entwicklungspotenzial.

Anschließend werden im darauffolgenden Themenblock (Kapitel 2.3) Strategien zur Ergebnisoptimierung entwickelt. Ergebnisse aus dem vorherigen Abschnitt und daraus identifizierte Branchentreiber fließen ebenso ein wie intensive Gespräche mit Kollegen von eins. Dies trug dazu bei, eine Identifikation möglicher Maßnahmenbereiche für eine Neupositionierung der Wertschöpfungsstufen skizzieren zu können. Eine Bewertung der jeweiligen Vor- und Nachteile rundet diesen Komplex ab. Gleichzeitig dient dieser Abschnitt als Ausgangsbasis für abschließend formulierte Ergebnisse sowie ableitbare Maßnahmen zur Verbesserung der Ertragslage. Schließlich widmet sich Kapitel 3.3 einer Zusammenfassung der Ergebnisse unter prognostizierten Marktentwicklungen.

Die Kontemplation des Sachverhalts wurde aus analytischen, betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten geführt. Die im Zusammenhang mit der Energiewende ideologisch oder parteipolitisch geprägten Debatten sowie allgemein gültige politische Motivationen werden weitestgehend nicht berücksichtigt. Vor dem Hintergrund der vorherrschenden Wechselwirkungen äußert komplexer physikalisch-technischer Aspekte mit finanziellen Gegebenheiten sowie dessen Zusammenspiel wird ein gewisses Grundverständnis über die Zusammenhänge und Auswirkungen der Energiewende vorausgesetzt. Nur so konnte eine diffizile Betrachtung vermieden werden.

Zur Themenbearbeitung wurden neben Fachliteratur vornehmlich Studien verschiedenster Institutionen herangezogen. Dazu zählen neben dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, dem Verband kommunaler Unternehmen und dem Statistischen Bundesamt Strategiepapiere diverser Unternehmensberatungen. Aufgrund der Präsenz und Aktualität des Themas war eine intensive Internetrecherche vorteilhaft. Ferner boten die im elektronischen Bundesanzeiger veröffentlichten Geschäftsberichte der EVU weitere Hilfestellung.

Es ist abschließend darauf hinzuweisen, dass die empirische Datenlage nur die gesamte Energiebranche berücksichtigt. Eine fundierte Betrachtung in Abhängigkeit der jeweiligen Unternehmensgröße ist aufgrund fehlender Statistiken nur eingeschränkt erfolgt. Dies liegt auch daran, dass keine interdisziplinären Ansätze zur Verfügung standen, die erheblich von der jeweiligen Unternehmensgröße abhängig sind.

## **2 Möglichkeiten der Ergebnisoptimierung**

Aufbauend auf der Themeneingrenzung in Kapitel 1 wird nachfolgend zunächst der Leitgedanke im Detail herausgearbeitet. Anschließend werden die bisherigen Auswirkungen der Energiewende erörtert sowie daraus abzuleitende Zielsetzungen formuliert. In Verbindung mit dem zu untersuchenden Aspekt der Ergebnisoptimierung vermittelt dieser Abschnitt den theoretischen Hintergrund der Arbeit. Er legt das Fundament für die anschließende Maßnahmenentwicklung und trägt damit essenziell zur Zielerreichung bei.

### **2.1 Grundlagen**

Der Grundlagenteil dient dazu, die erforderlichen Konzepte hinsichtlich der Ergebnisoptimierung und des Geschäftsmodells zu vermitteln. Zum einen gilt es zu klären, was unter Ergebnisoptimierung sowie Geschäftsmodell allgemein verstanden wird, zum anderen soll die tiefgreifende Bedeutung der EVU aus kommunaler Sicht erörtert werden.

#### **2.1.1 Ergebnisoptimierung**

Das Ergebnis der unternehmerischen Tätigkeiten wird als Erfolg bezeichnet. Es kann, in Geldeinheiten bewertet, die Ausprägungen Gewinn oder Verlust annehmen. Dieser Erfolg gibt somit Einsicht in den kalkulatorischen Periodenerfolg eines Unternehmens. Das Betriebsergebnis ist eine wichtige betriebswirtschaftliche Kennzahl, die aus der Differenz zwischen erbrachten Leistungen des Unternehmens und angefallenen Kosten gebildet wird. Zur weiteren Interpretation wird der erzielte Gewinn oder Verlust in Relation zu anderen Größen gesetzt, wie etwa der Höhe des Eigenkapitals. Das Verhältnis von Periodenerfolg zu eingesetztem Kapital wird als Rentabilität bezeichnet. Weitere Bezugsgrößen ermöglichen eine Beurteilung sowie Vergleichbarkeit des Unternehmens. Somit liefern diese Kennzahlen komprimierte Informationen über unternehmerische Stark- und Schwachstellen. Hinsichtlich des so erlangten Interpretationsspielraums ergeben sich weitere Möglichkeiten der Ableitung von Verbesserungspotenzialen. Erfolgskennzahlen dienen somit auch zur Kontrolle mithilfe von Vergleichsrechnungen oder zur Dokumentation der Zusammenhänge im Unternehmen.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Siehe auch Freidank et. al.: Vahlens Großes Audit Lexikon (2007). S. 407 – 415.

Übergeordnet lässt sich festhalten, dass aufgrund der heutigen integrierten und multipolaren Weltwirtschaft permanente Veränderungen technologischer und sozioökonomischer Rahmenbedingungen zu verzeichnen sind. Diese lösen einen Anpassungsdruck auf alle Organisationsebenen der Marktakteure aus. Die Unternehmen werden in Anbetracht der Eigentümerinteressen, einhergehend mit deren vorgegebenen Zielen, gezwungen, fortlaufend betriebswirtschaftliche Entscheidungen zu treffen. Diese führen dazu, dass das betriebliche Ergebnis aufrechterhalten oder gesteigert und die Effizienz der eingesetzten Produktionsfaktoren erhöht wird sowie kompetitive Vorteile generiert werden können. Zudem bestimmen politische Eingriffe maßgeblich die Geschäftstätigkeit der EVU. Der gesetzgeberisch eng definierte Handlungsspielraum deckelt erzielbare Erlöse und gibt Effizienzwerte vor. Der aus dieser Gemengelage resultierende Wettbewerbsdruck verstärkt das Erfordernis nach ganzheitlichen, strategischen Steuerungssystemen. Je nach Unternehmensstrategie und Wettbewerbspositionierung ergeben sich andere betriebswirtschaftliche Entscheidungsansätze, die durch den Druck der Unternehmenseigentümer verstärkt werden. Ergebnisoptimierung soll einen Beitrag dazu leisten, die betrieblichen Prozesse möglichst schlank, transparent, fehlerfrei und kostenoptimiert zu gestalten, und eine dauerhafte Hinterfragung der richtigen Ausrichtung der Unternehmung schaffen.

Das betriebliche Ergebnis lässt sich ursächlich durch Umsatzsteigerungen oder Kostenreduzierungen verändern. Aus diesen Stellgrößen lassen sich vielfältige Ansätze ableiten, die, bezogen auf EVU, in Kapitel 2.3 näher definiert und beschrieben werden.

### **2.1.2 Geschäftsmodell**

Ein Geschäftsmodell (engl. business model) ist eine modellhafte und konzeptionelle Beschreibung einer Unternehmung oder eines Geschäftsfeldes dieser Unternehmung. Es dient dazu, Geschäftsideen zu formulieren und zu bewerten sowie das derzeitige Geschäftsmodell in Hinblick auf Optimierungspotenziale und Veränderungen zu überprüfen und Verbesserungsbedarf aufzuzeigen. Das jeweilige Geschäft soll dadurch besser verstanden, verbessert und von Wettbewerbern differenziert betrachtet werden.

In der Literatur existiert keine eindeutig anerkannte Definition darüber, was ein Geschäftsmodell ist. Vielmehr lassen sich je nach Auffassung verschiedene Ansätze einer Formulierung von Unternehmenstätigkeiten unterscheiden. Diese Beschreibung der Leistungserbringung versucht, die Art und Weise der Gewinnerzielung sowie normative Hand-



lungsprinzipien und -anweisungen vorzugeben.<sup>15</sup> Das Fehlen eines allgemeingültigen Strukturierungsansatzes führt dazu, dass das Geschäftsmodell als ein von Rahmenbedingungen eingebettetes Konzept der logischen Zusammenhänge eines Unternehmens betrachtet werden kann. Im Zuge der Energiewende verändern sich diese Rahmenbedingungen. Die EVU „[...] müssen daher ihr Geschäftsmodell ständig auf den Prüfstand stellen, um es entweder den veränderten Bedingungen reaktiv anzupassen oder aber um zukünftige Bedingungen zu antizipieren und pro aktiv im Sinne einer Geschäftsmodellinnovation tätig zu werden“<sup>16</sup>. Nur durch die notwendige Anpassung können Wettbewerbsvorteile aufrechterhalten werden.

WIRTZ versteht unter einem Geschäftsmodell „[...] die Abbildung des betrieblichen Produktions- und Leistungssystems einer Unternehmung [...]“<sup>17</sup>. Das Geschäftsmodell beschreibt demnach komprimiert, mittels welcher Güter das Unternehmen durch den innerbetrieblichen Leistungsprozess Produkte herstellt. Ebenso bildet es die Verknüpfungen des Unternehmens mit seiner Umwelt sowie den Ertragsfluss ab.

BIEGER und REINHOLD definieren Geschäftsmodelle als „[...] Skalenmodelle, wie ‚Geschäfte‘ gemacht werden respektive wie Wertschöpfung erzielt wird. Für die Beschreibung dieser vereinfachten Abbilder der Geschäftstätigkeit bedarf es Beschreibungsdimensionen, die in Geschäftsmodellansätzen zusammengefasst werden.“<sup>18</sup>

Eine weitere Charakterisierung, angelehnt an STRÄHLER, sieht vor, das Geschäftsmodell anhand von Komponenten zu betrachten:<sup>19</sup>

- Nutzenversprechen:

Das Nutzenversprechen enthält eine Beschreibung darüber, welchen Nutzen der Kunde des Unternehmens aus der Verbindung mit diesem Unternehmen ziehen kann. Es wird versucht, die Frage zu beantworten, welchen Nutzen oder Wert das Unternehmen für den Kunden stiftet.

---

<sup>15</sup> Vgl. Bieger, T. / Reinhold, S.: Das wertbasierte Geschäftsmodell. Ein aktualisierter Strukturierungsansatz (2011). S. 17 f.

<sup>16</sup> Bieger, T. / Krys, C.: Einleitung – Die Dynamik von Geschäftsmodellen (2011). S. 5.

<sup>17</sup> Wirtz, B. W. : Medien- und Internetmanagement (2009). S. 74 – 75.

<sup>18</sup> Bieger, T. / Reinhold, S.: Das wertbasierte Geschäftsmodell. Ein aktualisierter Strukturierungsansatz (2011). S. 17.

<sup>19</sup> Vgl. Stähler, P.: Geschäftsmodelle in der digitalen Ökonomie (2002), S. 41 f.

- Architektur der Wertschöpfung:

Hierbei wird nach der Methode gefragt, wie der Nutzen für die Kunden generiert wird. Es werden die verschiedenen Stufen der Wertschöpfung und deren Rollen untersucht.

- Ertragsmodell:

Bei dem Ertragsmodell geht es um die Frage, welche Erlöse aus welchen Quellen generiert werden. „Wodurch wird Geld verdient?“ Es wird zwischen einem Erlös- und einem Kostenmodell unterschieden.

Daneben existieren weitere Erklärungsansätze, die sowohl strategische Analysen des Unternehmens ermöglichen als auch die Organisation des Unternehmens abbilden. Aus der aktiven Veränderung des Geschäftsmodells, einhergehend mit Produktinnovationen, definiert sich die Unternehmensstrategie zur Schaffung eines zwingend notwendigen Wettbewerbsvorteils, wozu auch die Optimierung bestehender Produkte gezählt wird. Aus dieser Sichtweise können Produktinnovationen abgeleitet werden, die, einhergehend mit Prozessinnovationen, die Umsatzerlöse und die Produktivität des Unternehmens steigern können.<sup>20</sup> Die Einbeziehung interner und externer Faktoren ist aufgrund des stetig stattfindenden Wandels der Rahmenbedingungen essenziell wichtig. Das Geschäftsmodell bedarf einer dauerhaften Anpassung respektive unterliegt dem Zwang der Optimierung.

### **2.1.3 Bedeutung der EVU als Akteure auf dem liberalisierten Energiemarkt**

Um im weiteren Verlauf der Arbeit exakte Aussagen über die Auswirkungen der veränderten Marktordnung durch die Energiewende auf die Geschäftstätigkeit der EVU treffen zu können, ist zunächst eine Betrachtung des Energiemarkts notwendig. Die in diesem Zusammenhang stehende Liberalisierung der Märkte beeinflusst, neben der Energiewende, die Positionierung der EVU im Wettbewerbsumfeld sowie generell deren Wettbewerbsfähigkeit und determiniert deren Bedeutung.

Als Energieversorgungsunternehmen werden nach § 3 Nr. 18 EnWG „[...] natürliche oder juristische Personen“ definiert, „[...] die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen“. Diese Unternehmen treten auf dem Markt der leitungsgebundenen Energieversorgung auf, dem in Deutschland liberalisierten Energiemarkt. Der EVU-Begriff

---

<sup>20</sup> Vgl. Utterback, J. M.: Mastering the Dynamics of Innovation (1996): S. 18 f.

ist heute nur noch ein Sammelbegriff, der seine Bedeutung zunehmend verliert. Dies ist sowohl durch die vom Gesetzgeber eingeschränkte Genehmigungs- und Anzeigepflicht (die §§ 4 und 5 Energiewirtschaftsgesetz gelten nicht mehr für alle EVU) und somit die sinkende Zahl an Rechtsfolgen bedingt als auch durch eine Veränderung des klassischen Geschäftsmodells. Zunehmend rücken Dienstleistungen in den Vordergrund, die neben dem klassischen Verkauf von Strom und Erdgas erbracht werden.

Daneben bestimmt ein weiterer Trend die Geschäftstätigkeit maßgeblich: Verbraucher beschäftigen sich zunehmend mit ihrem Verbrauchsverhalten sowie ihren -gewohnheiten. Sie verlangen nach neuen innovativen, effizienten und leicht handhabbaren Lösungen. Ökologische Aspekte, wie das Wissen um die Herkunft des Stromes, treten in den Vordergrund. Die Energiewende begünstigt diese Anforderungen. Themen wie Umweltschutz, Verbrauchsreduzierung und Nachhaltigkeit konterkarieren das klassische Geschäft des Energieversorgers. Dieser Prozess fördert die Gründung neuer Dienstleistungsunternehmen. Smart Energy<sup>21</sup> bezeichnet sowohl diesen Wandel als auch den Anpassungsprozess, dem die in der Energiebranche tätigen Unternehmen hin zu modernen Dienstleistern unterliegen. Innovative Unternehmen spezialisieren sich in unterschiedlichen Bereichen, konzentrieren sich jedoch, anders als das klassische EVU, nur auf Kernkompetenzen. Ihnen gelingt es durch effiziente Prozessabläufe zusätzlich, einen Wettbewerb über den Preis zu führen. Notwendigerweise müssen die klassischen EVU ihr bisheriges Geschäftsmodell überdenken.

Zur besseren Einordnung des Wesens der EVU in den Energiemarkt werden nachfolgend die bisherigen Liberalisierungsbestrebungen anhand der historischen Entwicklung betrachtet.

### **Eckpunkte des deutschen Energierechts**

Energieversorgungsunternehmen waren bis vor 15 Jahren Monopolisten, Anpassungsdruck war ein Fremdwort. Auf einem räumlich abgegrenzten Gebiet betrieben diese Unternehmen die Energieversorgungsnetze, erzeugten in eigenen Kraftwerken Strom und lieferten diesen an die Verbraucher. Durch diese Demarkation wurde jedweder Effizienzgedanke im Keim erstickt. Die Preise für gelieferte Energie konnten nach billigem Ermessen angepasst werden. Planungs- und Steuerungsprozesse orientierten sich an vergangenen Daten.

---

<sup>21</sup> Begriff übernommen von Servatius, H.-G. / Schneidewind, U. / Rohlfing, D. (2012): Smart Energy – Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem.

Preisbildung vor der Liberalisierung:

$$\text{Kosten} + \text{Gewinn} = \text{Erlös}$$

Preisbildung nach der Liberalisierung:

$$\text{Erlös} - \text{Kosten} = \text{Gewinn}$$

Die pittoreske Idylle bekam erstmals im Jahr 1998 mit den Beschlüssen des Bundestages zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts Risse.<sup>22</sup> Im Zuge einer verstärkten europäischen Integration musste die Umsetzung der EG-Richtlinie zum Energiebinnenmarkt, zur Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarktes in die innerstaatliche Organisation der Energieversorgung, auf Wettbewerb ausgerichtet werden.<sup>23</sup> Die so angeregte Novellierung des Energiewirtschaftsrechts führte zu weitreichenden Umstrukturierungen der Energiemärkte. Sie wurden ohne Übergangsregelungen dem Wettbewerb unterworfen.<sup>24</sup>

Kernelement dieses angestregten Liberalisierungsprozesses bildet die Lossagung von Gebietsmonopolen, hin zu einer Preisbildung, die dem Wettbewerb unterliegt, sowie einem für alle Teilnehmer zugänglichen Energienetz. Dieser diskriminierungsfreie Zugang, in Verbindung mit der Netzöffnung im Zuge der erlassenen Kraftwerksnetzanschlussverordnung, lies den nationalen Energiebinnenmarkt entstehen. Dies führte zu einer Zäsur im deutschen Energiemarkt, denn unabhängig von dem ursprünglichen Erzeugungs- und Verteilgebiet befinden sich die EVU seither im deutschlandweiten Wettbewerb um Kunden. Seitdem folgten weitere Verordnungen auf Ebene der Europäischen Union, aber auch auf Bundes- und Landesebene. Die Öffnung der Märkte für den freien Wettbewerb war stets oberstes Ziel der Regulierer. Nur durch eine Aufbrechung natürlicher Gebietsmonopole versprochen sie sich freien Wettbewerb, der langfristig zu sinkenden Preisen für die Verbraucher führen sollte.

Definitionsgemäß liegt ein Monopol vor, wenn nur ein Unternehmen die Nachfrage befriedigt, es also kostengünstiger eine Leistung erbringen kann, als dies der Wettbewerb zwischen mehreren Unternehmen vermag. Das ist im Bereich der Energienetze, bedingt durch hohe Fixkosten zur Errichtung und zum Betrieb des Netzes, eindeutig der Fall. Die Kosten sind subadditiv, da sich der Betrieb des Netzes durch einen Betreiber kostengüns-

---

<sup>22</sup> Siehe dazu weiterführend Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.

<sup>23</sup> Siehe dazu weiterführend Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

<sup>24</sup> Vgl. Hartung, R.: Perspektiven der Stadtwerke in Deutschland. S. 298.

tiger umsetzen lässt als durch mehrere Betreiber.<sup>25</sup> Die angestrebte Trennung der Unternehmensbereiche Erzeugung, Übertragung und Verteilung wurde in einem ersten Schritt mithilfe der Führung getrennter Konten, einer sogenannten buchhalterischen Entflechtung, erreicht. Erst dadurch ist eine wettbewerbsorganisierte Strom- und Gasversorgung, getrennt vom Netzbetrieb des jeweiligen Monopolisten, ermöglicht worden.

Darauf aufbauend setzten sich weitere Überlegungen durch, um die vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen so aufzuspalten, dass zwar eine Zugehörigkeit der jeweiligen Unternehmenseinheit Erzeugung, Verteilung oder Vertrieb zu einem Gesamtunternehmen gegeben ist, jedoch der Wettbewerb durch regulatorische Eingriffe auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen stattfinden kann. Umgesetzt wurde dies durch die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (ElRL) 2003/54/EG vom 26.06.2003 sowie die Gasbinnenmarktrichtlinie (GasRL) 2003/55/EG vom 15.07.2003. Hiermit sollten gleiche Ausgangsbedingungen für alle Marktteilnehmer hergestellt werden. Kurzum, es wurde ein funktionierender Markt geschaffen, der es Dritten fortan ermöglichte, Strom bei einem unabhängigen Stromerzeuger zu kaufen, durch das Netz des ehemaligen Monopolisten zu leiten und an einen Verbraucher zu verkaufen. Vorerst wurde diese Deregulierung nur auf den Stromsektor angewandt. Erst 2003 erlangten diese Regelungen für den deutschen Gasmarkt Gültigkeit.<sup>26</sup> Ferner ist zu berücksichtigen, dass die genannten Änderungen auch zu Entlastungen der öffentlichen Haushalte führen sollten.<sup>27</sup>

In den nachfolgenden Jahren gab es schrittweise weitere Verbesserungen. Größtenteils durch Vorgaben des Europäischen Parlaments konnten auf europäischer Ebene Beschlüsse gefasst werden, welche die nationalen Strom- und Gasmärkte weiter liberalisieren sollten. Ferner wurde die tiefere Integration der einzelnen Märkte angestrebt. Die schrittweise Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes stützt den Gedanken des freien Wettbewerbs innerhalb der Märkte für leitungsgebundene Versorgung mit Elektrizität und Erdgas. Es wurde der Grundstein für einen dauerhaft starken Einfluss auf die Geschäftstätigkeit der Unternehmen gelegt. Nachfolgend werden weitere Maßnahmen der Liberalisierung aufgezeigt.

---

<sup>25</sup> Vgl. Arnold, R. (2006): Ein normativ begründetes Modell für die Krankenversicherung in Deutschland. S. 145 f. (Anm.: anwendbar auf die Energieversorgung).

<sup>26</sup> Siehe dazu weiterführend Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.

<sup>27</sup> Siehe Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts.

**Durch die zweite Novelle des EnWG im Jahr 2005 ergaben sich folgende Änderungen:<sup>28</sup>**

- Die von Netzbetreibern erhobenen Netznutzungsentgelte (NNE) für die Durchleitung von Strom oder Gas unterliegen der Genehmigung und Überprüfung der Bundesnetzagentur. Grundlage bildet die Netzentgeltverordnung für Strom bzw. Gas.
- Die Bundesnetzagentur überwacht die Netzbetreiber. In Streitfällen des Netzzugangs oder der Netznutzung wird Verbrauchern die Möglichkeit eingeräumt, die Bundesnetzagentur zur Klärung anzurufen.
- Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen mit mehr als 100.000 an das Netz angeschlossenen Kunden müssen den Netzbereich von allen anderen Aktivitäten innerhalb des Unternehmens trennen.<sup>29</sup>
- Die Neuregelung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen sieht ein einfacheres Vertragsmodell zwischen Erdgaslieferant und Netzbetreiber vor. Der Zugang zum gesamten deutschen Erdgasverteilnetz wird den Lieferanten erlaubt. Damit ist erstmalig der deutschlandweite Erdgasvertrieb möglich.

Weitere übergeordnete Eingriffe des Gesetzgebers flankieren die Wettbewerbsbestrebungen: Regulierungsmaßnahmen in Form der Anreizregulierungsverordnung, Energieeinsparverordnung, Novellen der Heizkostenverordnung sowie Nivellierungen des EEG im Zeitraum von 2007 bis 2011 bilden weitere Meilensteine der Wettbewerbsbemühungen.

Im November 2007 beschloss der Bundestag das Gesetz zur Bekämpfung von Preismissbrauch im Bereich der Energieversorgung. Preise, welche die Kosten unangemessen überschreiten oder höher sind als die Preise vergleichbarer Unternehmen, sollen dadurch untersagt werden. Inwiefern der Gesetzgeber damit den zuvor geschaffenen Wettbewerb zusätzlich unterstützt, bleibt fraglich, zumal auch aufgrund der hohen Anzahl an Wettbewerbern kein Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung auf Dauer ausnutzen könnte.

---

<sup>28</sup> Vgl. Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. u. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (Hrsg.): Infoblatt zum neuen Energiewirtschaftsrecht (2005). Abgerufen unter <http://www.dihk.de>. Abgerufen am 01.12.2014.

<sup>29</sup> Siehe dazu auch Vorgaben zum Unbundling nach § 7 EnWG.

Im Bereich der Erzeuger veränderte sich das Marktumfeld ab dem 01.01.2005 durch den Beginn des europaweiten Handels mit Kohlenstoffdioxid-Emissionsrechten weiter. Obwohl die den Unternehmen zugeteilten Emissionsrechte die für verursachte Emissionen abzugebenden Rechte überstiegen, wurde die Einführung von Monitoringsystemen für Erzeugungsanlagen notwendig. Am 09.03.2005 war erstmals im Rahmen einer Spotauktion an der EEX ein Handel dieser Emissionszertifikate möglich. Die aktive Marktteilnahme verursacht für das betroffene EVU weitere Kosten.

In Bezug auf vorgenannte Regulierungsmaßnahmen lässt sich feststellen, dass bislang jeder staatliche Eingriff Anpassungen des Geschäftsmodells erforderte und zu einer weiteren Steigerung der Komplexität des Energiesystems beitrug.

Neben den bedeutenden Grundsatzfragen, welche die generelle Ausgestaltung der Märkte festlegen, wurden auch einzelne Maßnahmen beschlossen, die wesentlich geringere Erfolge hervorbringen. Die Verabschiedung des Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb sieht beispielsweise vor, die Bereiche des Messstellenbetriebes zu liberalisieren, die den Zählerein- und -ausbau, die Wartung sowie die Messung selbst umfassen. Der Nutzer der Messeinrichtung wird somit befähigt, diese Dienstleistungen von Dritten erbringen zu lassen und nicht mehr vom Netzbetreiber. Der Messstellenbetrieb wird nach wie vor fast uneingeschränkt von Netzbetreibern erbracht. Die erzielbaren Umsätze mit der reinen Dienstleistung sind zu gering, um daraus ein tragfähiges Geschäftsmodell entwickeln zu können. Kosteneinsparungen sind ebenfalls nicht nennenswert zu verzeichnen.

#### **Weitere Änderungen durch die Novelle des EnWG im Jahr 2011:<sup>30</sup>**

- weitere Entflechtung von Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern
- getrennter Markenauftritt der Verteilnetzbetreiber von deren Mutterunternehmen
- Regulierung von Gasspeicheranlagen
- Einführung weiterer Verbraucherschutzrechte
- Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden

---

<sup>30</sup> Vgl. BMWI (Hrsg.): Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011. Abgerufen unter <https://www.bmwi.de>. Abgerufen am 02.01.2015.

**Ausblick auf die zukünftige Entwicklung:<sup>31</sup>**

- kaum weitere tiefgreifende Maßnahmen, da Grundsatz des freien Wettbewerbs erreicht, aber ständige Feinjustierungen seitens BNetzA sowie Bundeskartellamt
- schrittweise Ausdehnung der Liberalisierung auf die Wasserversorgung, Abwasserentsorgung und Abfallentsorgung
- Zusammenwachsen der nationalen Energiemärkte zu einem europäischen (Verbund-)Energiemarkt sowie Öffnung des deutschen Energiemarktes für ausländische Energielieferanten

**Quantitative Betrachtung der EVU**

Die vorgenannten Entwicklungen führten zu einer veränderten Wertschöpfungsstruktur sowie zum Markteintritt neuer Unternehmen. Dies belegt die nachfolgende Abbildung 1. Beispielhaft bildete sich der Energiehandel zwischen den EVU als neue Wertschöpfungsstufe heraus. Nunmehr können nicht nur klassische EVU an den Termin- und Spotmärkten der Energiebörsen handeln, sondern alle Marktakteure.

Einhergehend mit einer steigenden Anzahl an Marktteilnehmern ist eine tiefe informativische Vernetzung substantiell. Diese führt permanent zur Gründung neuer Unternehmen, u. a. in der Informations- und Kommunikationstechnologie. Der angeregte Wettbewerb auf allen Ebenen verlangt einen effizienten Ressourceneinsatz. Von dieser Entwicklung profitiert der Dienstleistungssektor, dessen Unternehmen es schneller als den EVU gelang, Lösungen für neu geschaffene Probleme zu erarbeiten.

Es gibt mittlerweile 1.170 Strom- und 890 Erdgaslieferanten in Deutschland (siehe folgende Abbildung 1). Der Energiemarkt scheint somit ein lukratives Feld für diese Unternehmen zu sein: Der Umsatz aus Stromverkauf an Endkunden betrug 2013 immerhin 80,5 Mrd. Euro.<sup>32</sup> In keinem anderen europäischen Land ist die Vielfalt an EVU so groß. Verbraucher werden befähigt, aus einer breiten Angebotspalette das für sie passende Angebot zu wählen. Die angestrebten Liberalisierungs- und Privatisierungsmaßnahmen sind somit Ausdruck der Einführung marktwirtschaftlicher Effizienzkriterien im Energiemarkt.

---

<sup>31</sup> Nach Auffassung des Autors.

<sup>32</sup> Angaben der Unternehmen und des BDEW, Angaben vorläufig, Umsatz ohne Mehrwertsteuer u. Stromsteuer, einschließlich EEG-Umlage, KWK-G-Umlage u. Konzessionsabgabe. In: RWE Transparenz-Offensive: Wirtschaftliche Daten der deutschen Stromversorger. Abgerufen unter <http://www.rwe.com>. Abgerufen am 05.11.2014.



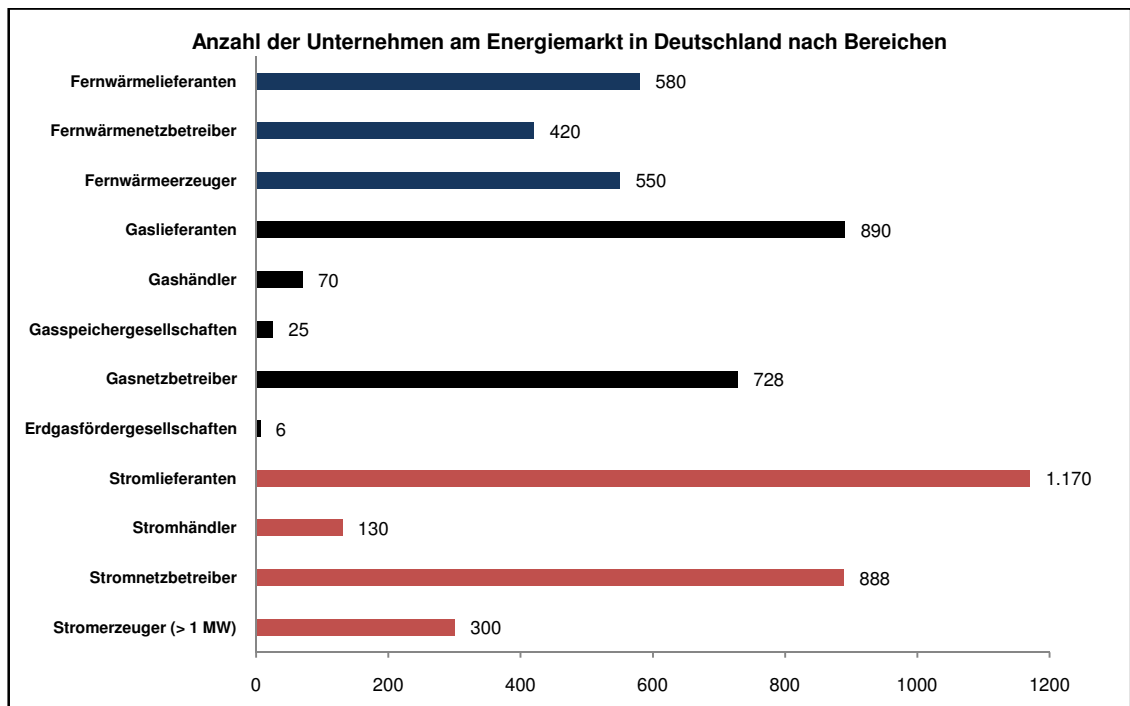


Abbildung 1: Anzahl der Unternehmen am Energiemarkt in Deutschland nach Bereichen<sup>33</sup>

Auffallend sind die hohe Anzahl und das Verhältnis von Stromlieferanten (1.170) zu Stromnetzbetreibern (888) sowie von Erdgaslieferanten (890) zu Gasnetzbetreibern (728). Laut dem Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) bilden ca. 900 kommunale Stadtwerke die größte Gruppe ähnlicher Unternehmen, die in den in Abbildung 1 genannten Bereichen Stromnetzbetreiber, Stromlieferant, Gasnetzbetreiber und Gaslieferant tätig sind. Insgesamt sind 1.900 verschiedene Unternehmen im Markt aktiv, die wiederum nicht in allen Geschäftsfeldern aktiv sind.

### Historische Entwicklung der Energieversorgung

Woher rührt die Vielzahl dieser Unternehmen? Die Erklärung findet sich in der historischen Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland. Bereits 1825 wurden erste Gaswerke in Deutschland errichtet. Durch Kohlevergasung wurde Stadtgas hergestellt, das zur Beleuchtung von Straßen und Wohnungen verwendet wurde. Dies hatte weitreichende gesellschaftliche Effekte. Durch die Beleuchtung von Arbeitsplätzen konnte die Industrieproduktion erheblich ausgeweitet werden. Erstmals war es möglich, durchgehend nachts zu produzieren. Unter kommunaler Obhut wurde eine erste Infrastruktur zur Versorgung der Bevölkerung mit Licht und Wärme geschaffen. Die ab Mitte des 19. Jahrhun-

<sup>33</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an BDEW (Hrsg.): Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung (2012). Stand: Mai 2012.

derts einsetzende technische Nutzbarmachung elektrischer Energie legte den Grundstein für die spätere Hochindustrialisierung Anfang des 20. Jahrhunderts. 1884 wurden erste namhafte Unternehmen gegründet, beispielsweise die Städtischen Elektrizitätswerke Berlin. 1898 folgte die Gründung der Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerk AG (RWE). Beide sind bis heute existent.

Diese Entwicklung während des Kaiserreichs veränderte die ökonomische Struktur Deutschlands grundlegend. Technologische Innovationen und die Entwicklung neuer Produktionsverfahren prägten diese Epoche. Es bildeten sich in dieser Zeit auch erste staatlich kontrollierte Strukturen der zentralen Energieversorgung heraus. Das von den Nationalsozialisten 1935 erlassene Energiewirtschaftsgesetz manifestierte die Sicherstellung der Energieversorgung als Aufgabe der Kommunen im Rahmen der Daseinsvorsorge. Mehrere Jahrzehnte später steht der Begriff Daseinsvorsorge noch immer für die Aufgabe, soziale Bedürftigkeit zu lindern und im Interesse der örtlichen Gemeinschaft Leistungen zu erbringen,<sup>34</sup> „derer der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf“<sup>35</sup>. Daseinsvorsorge gehört zum Wesen der kommunalen Selbstverwaltung, welche in Artikel 20 und 28 Absatz 2 Grundgesetz den Kommunen garantiert wird.<sup>36</sup> Daseinsvorsorge umfasst insbesondere die Versorgung der Bevölkerung mit Wasser, Abwasser, Strom und Erdgas sowie die Abfallentsorgung. Zusätzlich obliegt einigen Stadtwerken, in Abhängigkeit der Einwohnerzahl der Kommune, die freiwillige Versorgung der Bevölkerung mit Fernwärme und teilweise auch -kälte. Daseinsvorsorge ist somit integraler Bestandteil des Zusammenlebens in Städten und Gemeinden.

### **Organisationsformen und Beteiligungsstrukturen**

Die ca. 900 Stadtwerke sind in unterschiedlichen Formen organisiert. Neben öffentlich-rechtlichen Betrieben als Eigenbetrieb oder Anstalt des öffentlichen Rechts haben sich privatrechtliche Organisationsformen als AG oder GmbH durchgesetzt.<sup>37</sup> Der soziale Anspruch der Daseinsvorsorge, in Verbindung mit der ehemaligen Monopolstellung, erklärt dabei die vorherrschende vielfältige Stadtwerke-Landschaft. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal der Unternehmen lässt sich hinsichtlich der erzielten Umsätze sowie des

---

<sup>34</sup> Vgl. Forsthoff, E.: Der Staat der Industriegesellschaft. Dargestellt am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland (1971). S. 75 f.

<sup>35</sup> Feststellung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) zu einer nicht angenommenen Entscheidung, siehe Verfahren 1 BvR 1914/02 vom 10.9.2008, Absatz-Nr. 12.

<sup>36</sup> Siehe Artikel 20 und Artikel 28 Grundgesetz Absatz 2.

<sup>37</sup> Vgl. Gottschalk, W.: Strukturen und Organisation von Stadtwerken (2012). S. 55 f. (Auswertung des Zeitraumes von 1952 bis 2003).

unterschiedlich stark ausgeprägten regionalen Engagements feststellen. Besonders bei Betrachtung der erzielten Umsätze lässt sich ein deutliches Schema erkennen. Die Konzerne E.ON, RWE, Vattenfall Europe sowie EnBW bilden aufgrund ihrer Umsätze im deutlich zweistelligen Milliardenbereich die Gruppe der sogenannten vier großen EVU. Eine weitere Gruppe bilden Regionalversorger sowie die acht größten Stadtwerke Deutschlands, die einstellige Milliardenumsätze vorweisen. Danach folgen Stadtwerke mit Umsatzerlösen von wenigen Millionen Euro bis hin zur Milliardengrenze.<sup>38</sup>

Besonders die erzielten Umsatzerlöse machen diese Einteilung notwendig, denn sie ermöglichen die Bestimmung der eigenen Stärken und Schwächen sowie einen Vergleich zu Wettbewerbern. Die „vier großen EVU“ werden aufgrund ihrer Eigentümerstruktur in die Betrachtung einbezogen. Augenscheinlich haben diese Konzerne in ihrem Wirken keine weitreichende Bedeutung bis in die unterste räumlich-administrative Staatsebene hinein. Das allgemeine Bild prägen regelmäßige Veröffentlichungen der Quartalszahlen. Abseits davon sind keine weitreichenden Effekte auf die kommunale Wertschöpfungskette zu vermuten. Doch diese Sicht trügt. RWE weist eine kommunale Aktionärsstruktur von 16,5 Prozent auf. Die Aktien der Vattenfall Europe AG werden zu 100 Prozent vom schwedischen Staat gehalten. An EnBW sind Kommunen aus Baden-Württemberg zu 46,75 Prozent und das Land Baden-Württemberg zu 93,5 Prozent beteiligt.

Daneben weisen viele Stadtwerke einen Dritten als Anteilseigner auf, der jedoch meist mit weniger als 50 Prozent beteiligt ist.<sup>39</sup> Unter diesem Aspekt ist die Beteiligungsstruktur der Konzerne RWE und E.ON von besonderer Bedeutung. Diese ist von Mehr- und Minderheitsbeteiligungen an regionalen und kommunalen Energieversorgern geprägt. RWE hält Minderheitsbeteiligungen an mindestens 45 Energieversorgungsunternehmen<sup>40</sup>, E.ON mehr als 70<sup>41</sup>. Aufsehen erlangte die in 2013 vollständige Rekommunalisierung der ehemaligen Tochter E.ON Thüringer Energie AG. Über 800 Gemeinden und Städte des Freistaates Thüringen erwarben 43 Prozent der Anteile von E.ON.

---

<sup>38</sup> Einteilung in Anlehnung an Schmieder, M.: Stadtwerke Studie 2013. (Anmerkung: Schmieder nimmt Einteilung in 5 Gruppen vor).

<sup>39</sup> Siehe Thüga-Gruppe, ein Netzwerk von 100 Stadtwerken, an denen die Thüga-AG jeweils Minderheitsgesellschafter ist. Siehe dazu Thüga AG (Hrsg.): Das Thüga-Modell. Ein starkes Netzwerk als Fundament. Abgerufen unter <http://www.thuega.de>. Abgerufen am 15.09.2014.

<sup>40</sup> RWE AG (Hrsg.): Jahresabschluss der RWE AG 2013. Abgerufen unter <http://www.rwe.com>. S. 21 – 45. Abgerufen am 27.10.2014.

<sup>41</sup> E.ON SE (Hrsg.): Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB als Anhang zum Geschäftsbericht 2013. Abgerufen unter <http://www.eon.com>. S. 194 – 206. Abgerufen am 27.10.2014.

Regionalversorger, die weiträumige, ländliche Regionen abdecken, halten ebenso Beteiligungen an angrenzenden kleineren Stadtwerken. Ferner haben sich Netzwerke kommunaler Energie- und Wasserversorgungsunternehmen gebildet, die gesellschaftsrechtlich miteinander verflochten sind. Zu nennen sind die Thüga-AG, mit Minderheitsbeteiligungen an rund 100 EVU, sowie die STEAG GmbH, ein zum Betrieb von Kohlekraftwerken gegründetes Stadtwerkekonsortium.

Diese tiefgreifende Unternehmensverflechtung quer über die gesamte Branche wirft ein anderes Licht auf die Liberalisierung des Energiemarktes. Der gewollte Wettbewerb findet zwar statt, aber nur unter den ohnehin schon miteinander verbundenen Unternehmen. Insofern lassen sich direkte Preisabsprachen vor dem Hintergrund der genehmigungspflichtigen Erlösgrenzen im Netzbetrieb zwar auszuschließen. Das primäre Ziel einer für die Verbraucher signifikanten Verringerung der Energiekosten kann dadurch aber nicht erreicht werden.

Ein nennenswerter Markteintritt unabhängiger, privater Versorgungsunternehmen ist nicht zu verzeichnen. Auch das weitere Voranschreiten der Energiewende wird daran nichts ändern. Im Gegenteil: Die kleinteilige Erzeugung regenerativen Stroms bei gleichzeitigem Verbrauch vor Ort verringert nur die über das allgemeine Versorgungsnetz nachgefragte Strommenge bei gleichzeitig erhöhtem Verwaltungs- und Steuerungsaufwand. Unternehmensgründungen bzw. Markteintritte bei prognostiziert sinkenden Absatzmengen sind somit nicht zu erwarten.

Die Betrachtung der starken Verbundenheit zwischen EVU und Kommunen wirft, abseits des Aspekts der Daseinsvorsorge, weitere Fragen auf. Es erscheint schlüssig, dass Kommunen eine Doppelfunktion einnehmen. Einerseits sind sie durch ihre EVU Energieerzeuger, andererseits auch bedeutender Energieverbraucher. In Anbetracht der permanent angespannten Haushaltslage müssen sie an günstigen Energiebezugskosten interessiert sein. Überdies kommt den kommunalen Versorgungsunternehmen eine große regionalwirtschaftliche Bedeutung zu, da sie überdurchschnittlich entlohnte Arbeitsplätze zur Verfügung stellen, Konzessionsabgaben, Gewerbesteuern und Gewinne an die Gemeindekasse abführen und Beschäftigungsmultiplikatoren bewirken (Stadtwerke Hannover 1,54<sup>42</sup>). Aufträge werden größtenteils an örtliche Unternehmen vergeben. Die Wirt-

---

<sup>42</sup> Hübl, L. / Möller, K.-P.: Studie zur Bedeutung der Stadtwerke Hannover AG (2002). Anm.: Die Studie weist nach, dass im Jahr 2002 2.940 Arbeitsplätze der Stadtwerke Hannover 3.380 weitere Beschäftigungsverhältnisse in der Region ausweisen sowie weitere 1.140 Arbeitsplätze durch ausgezahlte Konzessionsabgaben induziert werden. Daraus ergibt sich ein regionaler Beschäftigungsmultiplikator von 1,54.

schaft im Umfeld partizipiert erheblich an den EVU. Aber dieses Umfeld ändert sich aufgrund der Energiewende erheblich.

Ertragsstarke EVU werden von den Kommunen vornehmlich in Querverbundkonzernen mit weiteren betrieblichen Organisationseinheiten zusammengefasst, wie Entsorgungsbetrieben, Freizeiteinrichtungen wie Bäderbetrieben oder öffentlichen Verkehrsunternehmen.<sup>43</sup> Ziel ist es, organisatorische, technische, finanzielle und steuerliche Synergien zu schaffen. Die so geschaffene Holding-Gesellschaft ist ein probates Hilfsmittel zur Umsetzung von Größen- und Spezialisierungsvorteilen.

An der Spitze dieses Konstrukts steht dabei eine Muttergesellschaft, die zentrale Leitungs- und Steuerungsfunktionen wahrnimmt. Ihr sind durch Kapitalbeteiligungen (vom Englischen „to hold“) mehrere rechtlich und organisatorisch selbstständige Tochterunternehmen angegliedert. Die dritte Ebene bilden Enkelunternehmen, an denen die Tochterunternehmen beteiligt sind. Werden zur Nutzung steuerlicher Vorteile sowie des internen Verlustausgleiches Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge zwischen Mutter- und Tochterunternehmen geschlossen, wird von einem Konzern gesprochen. Der Muttergesellschaft kann dabei die Aufgabe als Management-Holding zukommen. Sie nimmt kein eigenes operatives Geschäft wahr, sondern ist Kompetenzinstanz hinsichtlich finanzwirtschaftlicher sowie strategischer Fragen. Ihr obliegen weiterhin die zentrale Unternehmensleitung, Festlegung strategischer Geschäftsfelder sowie Koordinations- und Steuerungsaufgaben im Interesse der Anteilseigner. Nach dieser Betrachtungsweise bilden die Tochterunternehmen die operativen Elemente des Konzerns. Sie sind für die wirtschaftliche Leistungserstellung verantwortlich. Als zentrales Motiv gilt der steuerwirksame Ergebnisausgleich zwischen einzelnen Sparten. Berechtigterweise ist dies nichts anderes als Quersubventionierung defizitärer Unternehmen (wie beispielsweise im öffentlichen Personenverkehr). Eine Verzerrung von Preisrelationen ist die Folge. In Anbetracht der Liberalisierungsbemühungen stellt die EU den Fortbestand dieser Subventionierungen infrage.<sup>44</sup> Ferner werden die Anforderungen an die Ertragskraft der kommunalen EVU im Zuge der zu erwartenden fiskalischen Auswirkungen aus den schuldenbegrenzenden Regelungen des Bundes und der Länder (Schuldenbremse) steigen.<sup>45</sup> Obwohl die Kommunen von diesen Vorschriften nicht direkt betroffen sind, kann davon ausgegangen werden, dass die Länder ihre Ausgabenseite über Mehrbelastungen auf Gemeindeebene

---

<sup>43</sup> Terminus des Querverbundes: Gottschalk, W.: Begriff des kommunalen Querverbundes (1995). S. 13 f.

<sup>44</sup> Vgl. Haug, P.: Quersubventionen in kommunalen Unternehmen: Praxis und theoretische Wertung (2003)

<sup>45</sup> Siehe dazu Art. 109, 115 GG.

konsolidieren werden. Kompensationsleistungen für sozialen Aufwand und Investitionszuschüsse könnten gekürzt werden.

Aus all diesen Aspekten offenbart sich die immense Bedeutung der kommunalen EVU, ungeachtet mittelbarer oder direkter Betroffenheit, für die Bevölkerung. Die EVU stehen trotz der Verbundenheit untereinander im Wettbewerb, zumindest preislich. Ihnen ist es schlichtweg unmöglich, durch kurzfristige Preisanpassungen langfristig Gewinne zu erhöhen. Die von den Mindereinnahmen betroffenen Gemeinden hingegen stehen nicht im unmittelbaren Wettbewerb zueinander. Mithilfe von Steuererhöhungen und Abgabensteigerungen können sie Einnahmeverluste kompensieren. Erst mittel- bis langfristig verlieren sie dadurch Standortvorteile. Folglich kann der Energiewende konstatiert werden, dass sie einen tiefgreifenden gesellschaftlichen Wandel ausgelöst hat, der sich auf alle Bevölkerungsschichten auswirkt.

Für die spätere Analyse und Optimierung des Geschäftsmodells wird nachfolgend das Modell des Strom- und Gasmarktes anhand der bedeutendsten Wertschöpfungsstufen betrachtet. Erhebliche Auswirkungen auf das Geschäftsverhalten der EVU, insbesondere auf die Wertschöpfungsstufen Vertrieb und Netz, treten durch staatliche Interventionen hervor. Das Bundeskartellamt und die Bundesnetzagentur sind für tiefgreifende Eingriffe in die unternehmerische Freiheit verantwortlich. Die derzeit vorherrschenden Unternehmensstrukturen wurden maßgeblich von ihnen geprägt. Weiterer Einfluss der Bundesbehörden ist auf die strategische Ausrichtung der EVU wahrzunehmen.

### **Wertschöpfungsstufe Erzeugung**

Stromerzeugung, die Herstellung von Elektrizität, bedeutet Umwandlung primärer Energiearten in elektrische Energie. Die Erzeugung erfolgt auf unterschiedliche Art und Weise:

- konventionell, durch Verbrennung fossiler Energieträger wie Erdöl, Erdgas, Braun- und Steinkohle
- aus nuklearer Energie (Uran)
- regenerativ aus erneuerbaren Energien (Sonne, Windkraft, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie)

Der Erzeugungsbereich ist seit Jahren von einem starken Zuwachs der erneuerbaren Energien geprägt. In Abbildung 2 ist die in Deutschland vorhandene Erzeugungsleistung zur Stromproduktion nach Energieträgern ersichtlich. Insgesamt wurden 2013 629 TWh<sup>46</sup> Strom erzeugt. Der Anteil der erneuerbaren Energien betrug dabei 23,4 Prozent.

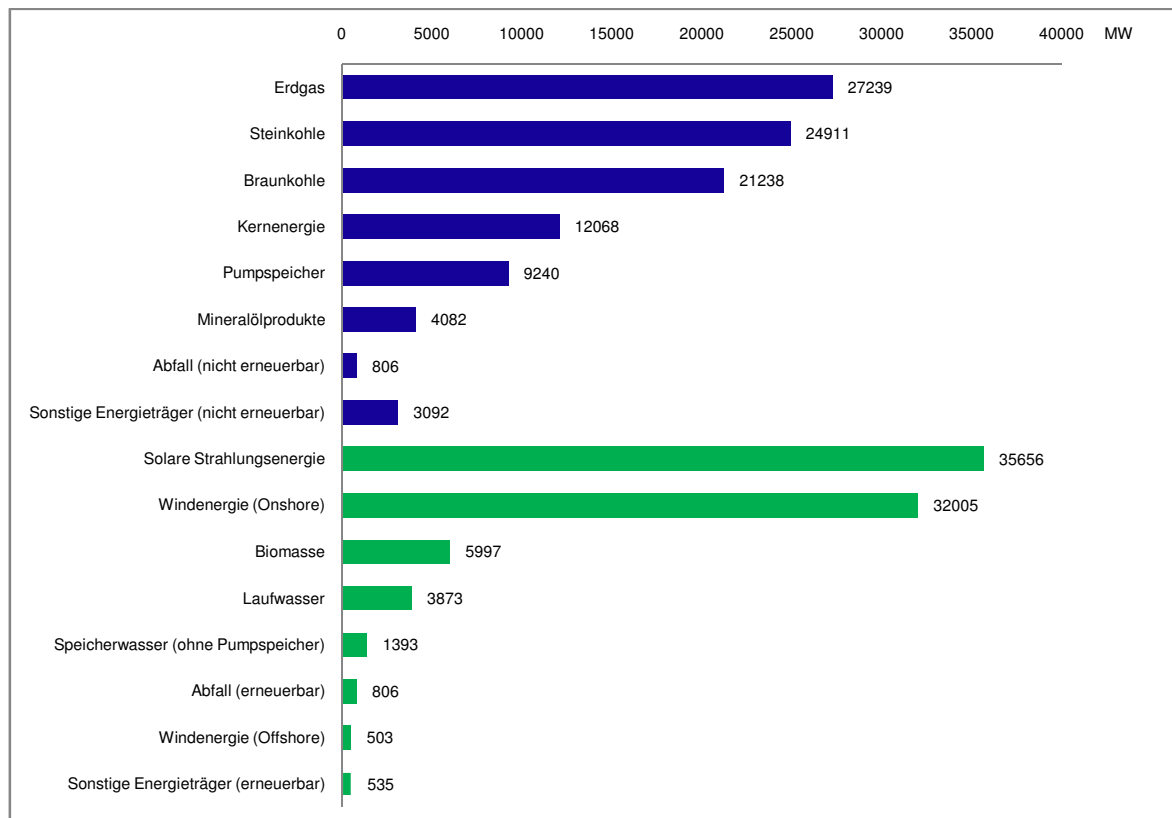


Abbildung 2: Installierte elektrische (Netto-)Erzeugungsleistung in MW nach Energieträgern (Stand 2013)<sup>47</sup>

Deutschland wird ab dem Jahr 2022 vollständig auf die atomare Stromproduktion in Kernkraftwerken verzichten, sodass die Stromerzeugung ab diesem Zeitpunkt ausschließlich aus konventionellen und regenerativen Quellen erfolgen kann. Mit der Energiewende ist zusätzlich ein grundlegender Wandel hin zu dezentraleren Strukturen entstanden. Energie wird näher am Verbraucher erzeugt. Die Vielzahl an Großkraftwerken, die sich häufig aufgrund logistischer Vorteile in der Nähe des Abbaugebietes des verwendeten Energieträgers befinden (siehe vor allem Braunkohletagebaue in der Lausitz sowie im Ruhrgebiet), wird sich spürbar verringern. Ebenso wird sich deren Einsatzweise radikal ändern. Der Zubau von EE-Anlagen führt zu einer Überkapazität am Erzeugungsmarkt. Konventionelle

<sup>46</sup> 1 Terrawattstunde = 1 Milliarde Kilowattstunden

<sup>47</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2013. S. 29.

Erzeugungsanlagen werden aufgrund der vorrangigen Einspeisung der Erneuerbaren aus dem Markt gedrängt. Die Gründe hierfür werden nachfolgend genannt.

Generell liefert das nächstgelegene Kraftwerk den größten Teil der verbrauchten Energie, denn diese fließt auf dem kürzesten Weg zu den nachgefragten Lasten.<sup>48</sup> Elektrischer Strom lässt sich bislang nicht in großen Mengen speichern, sondern muss just in dem Moment erzeugt werden, in dem die Nachfrage besteht. Individueller Strombezug aus bestimmten Anlagen, z. B. die Nachfrage in Bayern nach in Hochseewindparks erzeugtem Strom, ist physikalisch nicht möglich. Dennoch wird durch eine Unterscheidung des technischen Stromflusses vom Geldfluss eine bilanzielle Trennung zugelassen, die es dem Verbraucher ermöglicht, beispielsweise nur aus Wasserkraft erzeugten Strom zu beziehen. Entscheidend ist das Prinzip „Geld gegen Ware“, d. h., ein Verbraucher entnimmt dem Stromnetz die gleiche Menge Energie, die ein Stromerzeuger an anderer Stelle zur gleichen Zeit ins Netz einspeist und ein Stromlieferant eingekauft hat.

Die Verrechnung erfolgt über virtuelle Bilanzkonten. Diese werden von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern geführt. Die Führung eines Bilanzkreises bzw. von Subbilanzkreisen ist zwingende Voraussetzung für die Teilnahme am Energiemarkt. Der kurzfristige Ausgleich von Abweichungen zwischen in den Bilanzkreis gemeldeten Energiemengen und tatsächlich erzeugten Energiemengen erfolgt viertelstündlich. Demnach muss zwischen kaufmännischem und physikalischem Ausgleich unterschieden werden. Folglich rechnet der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber die Bilanzkreise des Lieferanten für den Bezug von positiver oder negativer Ausgleichsenergie ab. Kurzfristiger kaufmännischer Bilanzkreisausgleich ist über die Strombörse durch Kauf oder Verkauf von Strom gegeben. Diese Schnittstelle zwischen Energieerzeugung, -ausgleich und -handel ist aufgrund der komplexen Anforderungen an IT und Personal der Nährboden für externe Dienstleister.

Zum besseren Verständnis wird nachfolgend der Zusammenhang von Erzeugung und Verbrauch aufgezeigt.

---

<sup>48</sup> Siehe dazu auch das Modell „Gradient eines Skalarfeldes“.



In Abbildung 3 ist die grundlegende Beziehung zwischen Stromerzeugung (nach Energieträger) und Stromverbrauch ersichtlich. Die rote Linie spiegelt die tageszeitlich stark schwankende Stromnachfrage in Deutschland wider, anhand derer sich die quantitative Stromproduktion ausrichtet.

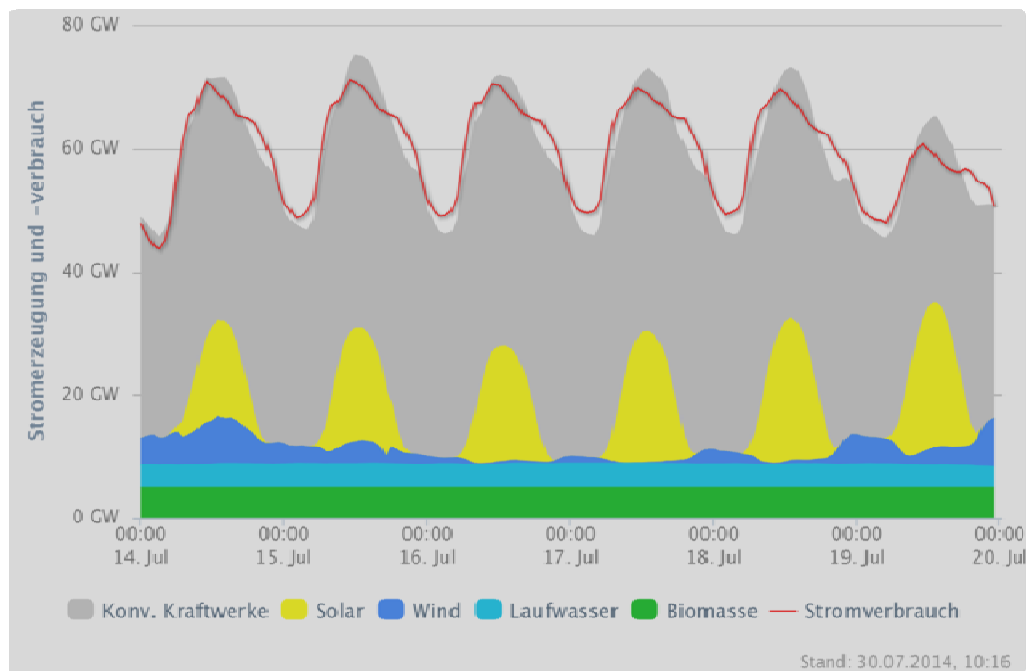


Abbildung 3: Stomerzeugung und -verbrauch<sup>49</sup>

Überschreitet die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken die Lastkurve, wird Strom in Nachbarländer exportiert. Bei Unterschreiten wird Strom importiert. Ferner lässt sich daraus die Schwierigkeit erkennen, die aus der Einspeisung erneuerbarer Energien entsteht. Obwohl diese besonders in der Mittagszeit und damit in Zeiten erhöhter Nachfrage ihr Maximum erreicht, wird gleichzeitig der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken reduziert, die für den Einsatz von oft nur wenigen Minuten pro Tag zur Befriedigung erhöhter Stromnachfrage konzipiert sind. Gleichzeitig fällt der Preis durch das Überangebot an Strom und reduziert die Rentabilität der eben genannten Kraftwerke abermals.

Erschreckend ist der erstmalige Preisverfall unter die Grenze von 4,00 Cent/kWh ab der zweiten Jahreshälfte 2013 (dargestellt in Abbildung 9), da die Kosten für die reine Stromerzeugung, sogenannte Stromgestehungskosten<sup>50</sup>, bestenfalls und auch nur unter An-

<sup>49</sup> Agora Energiewende. Datensammlung mit dynamischer Abfrage zu aktuellen Stromdaten. Abgerufen unter <http://www.agora-energiewende.de>. Abgerufen am 30.07.2014.

<sup>50</sup> Als Stromgestehungskosten werden Kosten bezeichnet, die bei der Umwandlung von einer anderen Energieform in elektrischen Strom anfallen. Beinhalten Kosten für Brennstoff, fixe und variable Betriebskosten der Kraftwerke sowie Kapitalkosten.

nahme günstigster Produktionsbedingungen<sup>51</sup> bei 4,00 – 5,3 Cent/kWh liegen (bei Braunkohlekraftwerken). Gleichwohl sind Braunkohlekraftwerke die derzeit günstigsten konventionellen Stromerzeuger. Sie werden deshalb vorrangig zur Abdeckung der Grundlast eingesetzt, was gleichzeitig eine hohe Anzahl an Volllastbetriebsstunden bedeutet. Eine Verbesserung der angespannten Erlössituation ist in den nächsten Jahren bei Fortbestand des derzeitigen Strommarktdesigns nicht zu erwarten. Im Gegenteil: Durch künstliche Verknappung der zugeteilten CO<sub>2</sub>-Zertifikate ist mit steigenden Produktionskosten bei einem weiterhin niedrigen Strompreisniveau zu rechnen.

Eine weitere Schwierigkeit im Zusammenhang mit der Integration von EE-Anlagen zeigt sich bei technischer Betrachtung der konventionellen Kraftwerke. Die primär eingesetzten Braunkohle-, Steinkohle- und Kernkraftwerke sind technisch nicht in der Lage, auf kurzfristige Bedarfsschwankungen zu reagieren. Sie wurden darauf ausgelegt, durchgängig an möglichst vielen Stunden Strom in hohen Lastbereichen zu produzieren. Einzig durch Wartungsmaßnahmen sollte die Stromproduktion unterbrochen oder gedrosselt werden. Prozentual kann die Erzeugungsleistung innerhalb einer Minute nur um wenige Prozent erhöht oder abgesenkt werden. Diese technische Gegebenheit, in Verbindung mit einem hohen Aufkommen an erneuerbarem Strom, führt zu einem Überangebot, welches zum Export bzw. Abfluss des Stroms ins Ausland über das europäische Verbundnetz beiträgt. Hierdurch ergeben sich weitere spezifische Auswirkungen auf direkt nachgelagerte ausländische Netzbetreiber. Das bedeutet, dass Deutschlands Nachbarländer zur Stabilität des deutschen Stromnetzes beitragen bzw. in unvorhergesehenen Ausnahmesituationen dessen Kollaps und somit volkswirtschaftliche Schäden verhindern.

Einspeisemanagement, d. h. die Modellierung der Stabilität der Stromerzeugung durch den Netzbetreiber, wird bislang ausschließlich von konventionellen Kraftwerken gewährleistet. Wenn einzelne Netzabschnitte überlastet und Umschaltungen auf andere Teile des Netzes nicht möglich sind, müssen Maßnahmen zur Verringerung der eingespeisten Strommenge ergriffen werden. Betreiber konventioneller Kraftwerke unterliegen der Zwangsabregelung zur Unterstützung der Versorgungssicherheit nach § 13 EnWG. Nur im Ausnahmefall erfolgt eine zwangsweise Verringerung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Der Verteilnetzbetreiber haftet gesamtschuldnerisch mit dem Übertragungsnetzbetreiber, selbst wenn die Abregelung durch einen Engpass im Übertragungsnetz verursacht wurde. Für diesen Fall sieht der Gesetzgeber eine Entschädigung für

---

<sup>51</sup> In Abhängigkeit der Volllaststunden, optimaler Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise sowie des Wirkungsgrades der Verbrennung.

nicht produzierten, eingespeisten Strom vor.<sup>52</sup> Die Nichtverfügbarkeit konventioneller Stromerzeugungsanlagen beschränkt sich größtenteils auf Revisionsarbeiten. Sie ist somit planbar. In Abbildung 4 ist das prozentuale Verhältnis von Einspeisung zu installierter Leistung von WKA im Jahr 2010 in der jeweiligen Regelzone der ÜNB dargestellt.

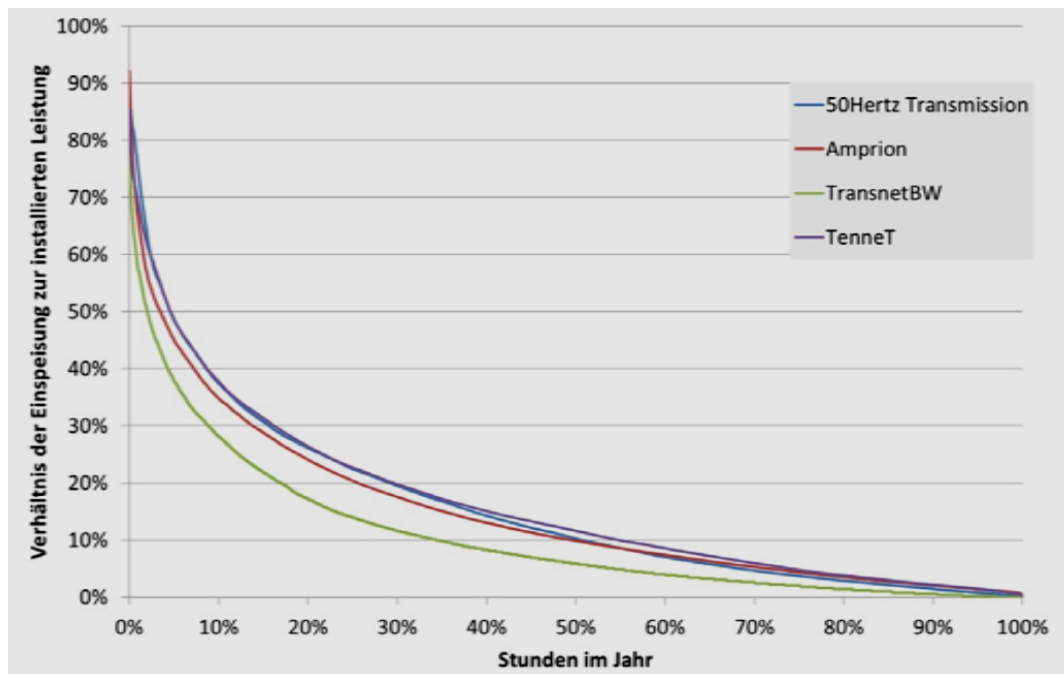


Abbildung 4: Einspeisung aus Windkraftanlagen im Jahr 2010<sup>53</sup>

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit muss jederzeit eine bestimmte Stromproduktion gewährleistet sein. Unter Betrachtung weiterer technischer Spezifikationen kann die Nichtverfügbarkeit von Stromerzeugungsanlagen berechnet werden. Die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland geben für Windkraftanlagen (WKA) eine Nichtverfügbarkeit von 99 Prozent an (basierend auf der Auswertung der Einspeisung der Jahre 2010 – 2012).<sup>54</sup> Die volatile Einspeisung aus WKA lässt keine treffsichere Prognose über die zu erwartende Leistung zu. Eine Einspeiseleistung von weniger als 10 Prozent der installierten Leistung an ca. der Hälfte der Zeit zeigt, wie schwierig es ist, die komplette Energieversorgung auf erneuerbare Energien umzustellen. Im Vergleich zu wenigen Großkraftwerken, die eine gesicherte Leistung jederzeit zur Verfügung stellen, wird eine enorme Anzahl an EE-Anlagen benötigt, deren Stromproduktion witterungsabhängig zur

<sup>52</sup> Siehe dazu § 12 EEG, Fassung vom 28.07.2011.

<sup>53</sup> Amprion GmbH (Hrsg.): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG (2012). Abgerufen unter <http://www.amprion.net/leistungsbilanz/>. S. 8. Abgerufen am 07.11.2014.

<sup>54</sup> Vgl. BMWI (Hrsg.): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5 (2013). Abgerufen unter: <http://www.bmwi.de>. S. 10. Abgerufen am 07.11.2014.

Verfügung steht. Diese Abhängigkeit birgt weitere, immense Herausforderungen – sowohl in Bezug auf die Fahrweise konventioneller Kraftwerke als auch hinsichtlich der Regelung der Stromnetze.

Die Betrachtung der in Abbildung 2 dargestellten differentiellen Erzeugungsleistung lässt vermuten, dass eine Vielzahl an Unternehmen Strom erzeugt und vermarktet. Doch dieser Eindruck täuscht, zumindest auf dem konventionellen Erzeugungsmarkt. Die eingangs erwähnten Monopolstrukturen bestehen hier größtenteils fort und verschieben sich nur langsam zugunsten eines Angebotspolypols. Dies ist verständlich, denn kein Unternehmen würde freiwillig einstige Gewinnbringer ohne Weiteres abschalten.

Die vier größten Energieversorger RWE, E.ON, Vattenfall Europe und EnBW standen im Jahr 2013 für einen Anteil von 60,7 Prozent<sup>55</sup> an der Nettostromerzeugung<sup>56</sup>. 2008 lag ihr Anteil noch bei 72,6 Prozent.<sup>57</sup> Die Eigenerzeugung von Industriebetrieben betrug 2013 6,8 Prozent. Die Erzeugung sonstiger EVU sowie anderer Betreiber (u. a. Wind- und Fotovoltaik-Anlagen) betrug 32,5 Prozent. Aus der Marktposition der großen Vier ergeben sich Fragen: Wollen sie die Energiewende aktiv mitgestalten? Investieren sie verstärkt in den Ausbau erneuerbarer Energien, um ihr Geschäftsmodell sinnvoll zu ergänzen?

Mitnichten, wie die Fokussierung auf die Eigentümerstrukturen der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zeigt. Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt die Verteilung der Eigentümer an der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2012. Die vier großen Energieversorger besaßen lediglich 5 Prozent der installierten Leistung. Aber nicht nur dieser Anteil ist extrem niedrig und ruft Staunen hervor, sondern auch der Anteil anderer Energieversorger, insbesondere der der Stadtwerke, ist äußerst gering und mit den eingangs erwähnten Zukunftsaussichten nicht in Einklang zu bringen.

Es stellt sich die Frage, wie die weltweit größten Unternehmen der Energiebranche einerseits den rechtzeitigen Einstieg in die Energiewende verpassen konnten, andererseits daraus kein neues Geschäftsfeld entwickelt wurde. Die Gründe dafür sind vielschichtig. Sie sollen im weiteren Verlauf erkenntlich werden.

---

<sup>55</sup> Angaben der Unternehmen und des BDEW. In: RWE Transparenz-Offensive: Stromerzeugung nach Betreibern in Deutschland 2008 und 2013. Abgerufen unter <http://www.rwe.com>. Abgerufen am 05.11.2014.

<sup>56</sup> Bruttostromerzeugung abzüglich Eigenverbrauch der Kraftwerke = Nettostromerzeugung.

<sup>57</sup> Angaben der Unternehmen und des BDEW. In: RWE Transparenz-Offensive: Stromerzeugung nach Betreibern in Deutschland 2008 und 2013. Abgerufen unter <http://www.rwe.com>. Abgerufen am 05.11.2014.

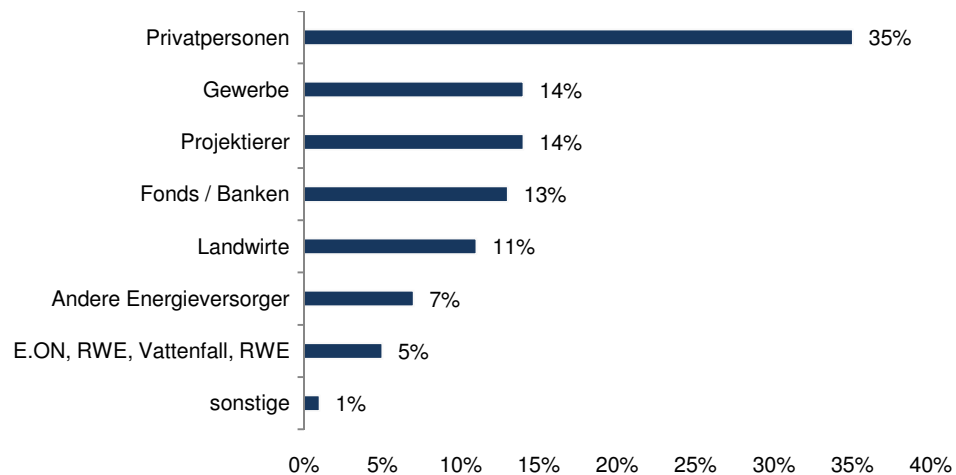


Abbildung 5: Eigentümerstruktur der EE-Anlagen in Deutschland im Jahr 2012<sup>58</sup>

Neben der mengenmäßigen Betrachtung der Erzeugung sind die erzielbaren Vermarktungserlöse von essenzieller Bedeutung und bestimmen den maßgeblichen Unternehmenserfolg.

Kraftwerksbetreiber können den erzeugten Strom entweder zu Festpreisen über langfristige Bezugsverträge an Dritte (z. B. Stadtwerke, industrielle Abnehmer) verkaufen oder an der Strombörse zu flexiblen Preisen absetzen. Obwohl beide Absatzwege chancen- und risikobehaftet sind, bieten sie doch vielfältige Möglichkeiten hinsichtlich der flexiblen Anpassung an geänderte Marktverhältnisse. Sie eröffnen neue Handlungsoptionen, die im weiteren Verlauf besprochen werden. Da die Vermarktungserlöse in direktem Zusammenhang mit den vertrieblichen Aktivitäten der EVU stehen, wird in Kapitel 2.1.3.3 näher darauf eingegangen.

Ferner ist die Erzeugung von Erdgas in Deutschland zu vernachlässigen. Nur 12 Prozent des Erdgasverbrauches im Jahr 2012 werden innerhalb Deutschlands gefördert.<sup>59</sup> Die überwiegende Nachfrage wird aus Importen aus Russland, Norwegen und den Niederlanden gedeckt. Zudem verlangt die Erdgasförderung enorme Investitionen vorab, die der Großteil der EVU nicht aufbringen kann.

<sup>58</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an trend:research GmbH (Hrsg.): Anteil einzelner Marktakteure an Erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland (2. Auflage) (2013). Abgerufen unter <http://www.trendresearch.de>. S. 1. Abgerufen am 01.11.2014.

<sup>59</sup> Vgl. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (Hrsg.): Jahresbericht 2012. S. 22.

## Wertschöpfungsstufe Netz

Den Energienetzen kommt die Aufgabe zu, die erzeugte Energie der Kraftwerke aufzunehmen, die Energie in Richtung der Verbrauchsschwerpunkte zu transportieren und sie an angeschlossene Kunden zu verteilen. Strom- und Erdgasnetz sind in Deutschland gut ausgebaut und weit verzweigt. Für den zuverlässigen Betrieb und die bedarfsgerechte Entwicklung sind die Netzbetreiber verantwortlich.

Im Energiewirtschaftsgesetz werden die Verantwortlichkeiten festgelegt. Dazu heißt es in § 11 I EnWG: *„Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“*

Der Netzbetrieb ist durch staatliche Eingriffe geprägt. Die Bundesnetzagentur als Aufsichtsbehörde nach § 54 I EnWG überwacht u. a. die Vorgaben der Anreizregulierung. Diese ist notwendig, da es, wie eingangs festgestellt, im Bereich des Netzbetriebes keinen natürlichen Wettbewerb gibt. Die Anreizregulierung der Bundesnetzagentur setzt die Rahmenbedingungen für den Netzbetrieb. Sie sieht vor, dass den Netzbetreibern für jedes Kalenderjahr Erlösobergrenzen<sup>60</sup> vorgegeben werden, nach denen die zulässigen Netznutzungsentgelte<sup>61</sup> für die Durchleitung von Strom und Erdgas erhoben werden dürfen; die Erträge werden begrenzt. Zentrales Element der Anreizregulierung ist ein Effizienzvergleich der Netzbetreiber.<sup>62</sup> Dieser bewirkt den Zwang zu Effizienzsteigerungen. Ausschließlich durch permanente Optimierungsstrategien können Netzbetreiber Mehrerlöse oberhalb der Erlösobergrenzen bzw. des durchschnittlichen Effizienzwertes über alle Netzbetreiber abschöpfen.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass der Netzbetreiber einen minimalen Kostenblock zur Erfüllung seiner Aufgaben zur Verfügung hat. Alle darüber hinausgehenden Kosten werden mit Faktoren versehen und fließen in die Formel zur Berechnung der Erlösobergrenzen ein. Kosten, die vergleichbare Unternehmen nicht aufweisen, drücken ineffizientes Wirtschaften aus. Sie müssen abgebaut werden. Ein derzeit zu beobachtender Trend sind Bemühungen von Städten und Gemeinden, die Energienetze wieder

---

<sup>60</sup> Definition Erlösobergrenze laut Bundesnetzagentur: Summe der maximal erlaubten Einnahmen zur Deckung aller Ausgaben inklusive angemessener Eigenkapitalverzinsung.

<sup>61</sup> Als Netznutzungsentgelte werden Entgelte bezeichnet, die der Netzbetreiber für die Durchleitung von Strom oder Gas den EVU (vertriebsseitig) berechnet.

<sup>62</sup> Siehe dazu weiterführend § 12 ARegV.

kommunalem Einfluss zu unterstellen. Begünstigt wird dies einerseits durch Portfoliobereinigungen der privaten EVU, die ihre Netzgesellschaften verkaufen, um damit Schulden zu tilgen, oder finanziellen Spielraum für Investitionen generieren wollen und generell höhere Gewinnerzielungsabsichten hegen. Andererseits tragen auch die Konzessionsvergabeverfahren der Kommunen selbst dazu bei, die für den zukünftigen Netzbetrieb eigene Gesellschaften in das Bieterverfahren einbringen und eine Netzübernahme anstreben. Zudem geben sich Städte und Gemeinden oftmals mit geringeren Verzinsungsansprüchen zufrieden als private EVU.<sup>63</sup>

Seit Einführung der Anreizregulierung gibt es kontroverse Diskussionen über die Höhe der vorgegebenen Eigenkapitalrenditen. Das Meinungsbild ist gewohnt vielfältig. Unbestritten ist, dass die Problematik kaum zu überblicken ist: Die Kalkulation der Netzentgelte ist ein individueller Prozess, der eine genaue Kenntnis der angewandten Regulierungspraxis, der einschlägigen Rechtsprechung sowie bilateraler Absprachen zwischen Netzbetreiber und BNetzA verlangt.<sup>64</sup> Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird der Aspekt der Regulierung deshalb so weit wie möglich ausgeklammert und Optimierungsansätze, die darauf fußen, werden ignoriert.

Für das bessere Verständnis des hochkomplexen, fein austarierten Systems des deutschen Stromnetzes ist es neben der regulatorischen sowie kaufmännischen Betrachtung notwendig, das Zusammenspiel der verschiedenen Netzebenen aufzuzeigen. Die nachfolgende Abbildung 6 stellt sowohl den Stromfluss von der Erzeugung bis zum Verbrauch als auch die innerhalb der Ebenen beteiligten Unternehmen dar.

Im Stromnetz gibt es je nach Spannungsebene verschiedene Netzbetreiber. Die oberste Ebene, das Übertragungsnetz oder auch Höchstspannungsnetz genannt, ermöglicht den deutschlandweiten Transport von Strom über große Entfernungen von den großtechnischen (konventionellen) Erzeugungsanlagen hin zu den Verbrauchszentren. Über Netzkopplungspunkte ist dieses Netz an das europäische Verbundnetz angeschlossen. Aufgrund seiner geografischen Lage ist Deutschland für die Abwicklung des grenzüberschreitenden Stromtransports und -handels prädestiniert. Die Länge des Übertragungsnetzes

---

<sup>63</sup> Vgl. aktuelle Diskussionen über den Rückkauf des Hamburger Stromnetzes von Vattenfall durch die Stadt Hamburg und die Vergabe der Gasnetzkonzessionen in Berlin vom Altkonzessionär GASAG AG an eine neu zu gründende Gesellschaft des Landes Berlin. Zudem gründen Kommunen eigene Gesellschaften, die kreditfinanziert das Netz aufkaufen, mittels Personalübergang vom Altkonzessionär Mitarbeiter erhalten, um anschließend den Netzbetrieb zu erbringen. Über die grundlegende Sinnhaftigkeit der fremdfinanzierten Geschäftsaufnahme, bei fehlendem Know-how und nur vage zu prognostizierenden erwarteten Gewinnen, kann an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden.

<sup>64</sup> Auffassung des Autors.

betrug im Jahr 2012 ca. 35.000 Kilometer. Daran waren 649 Letztverbraucher angeschlossen.<sup>65</sup>

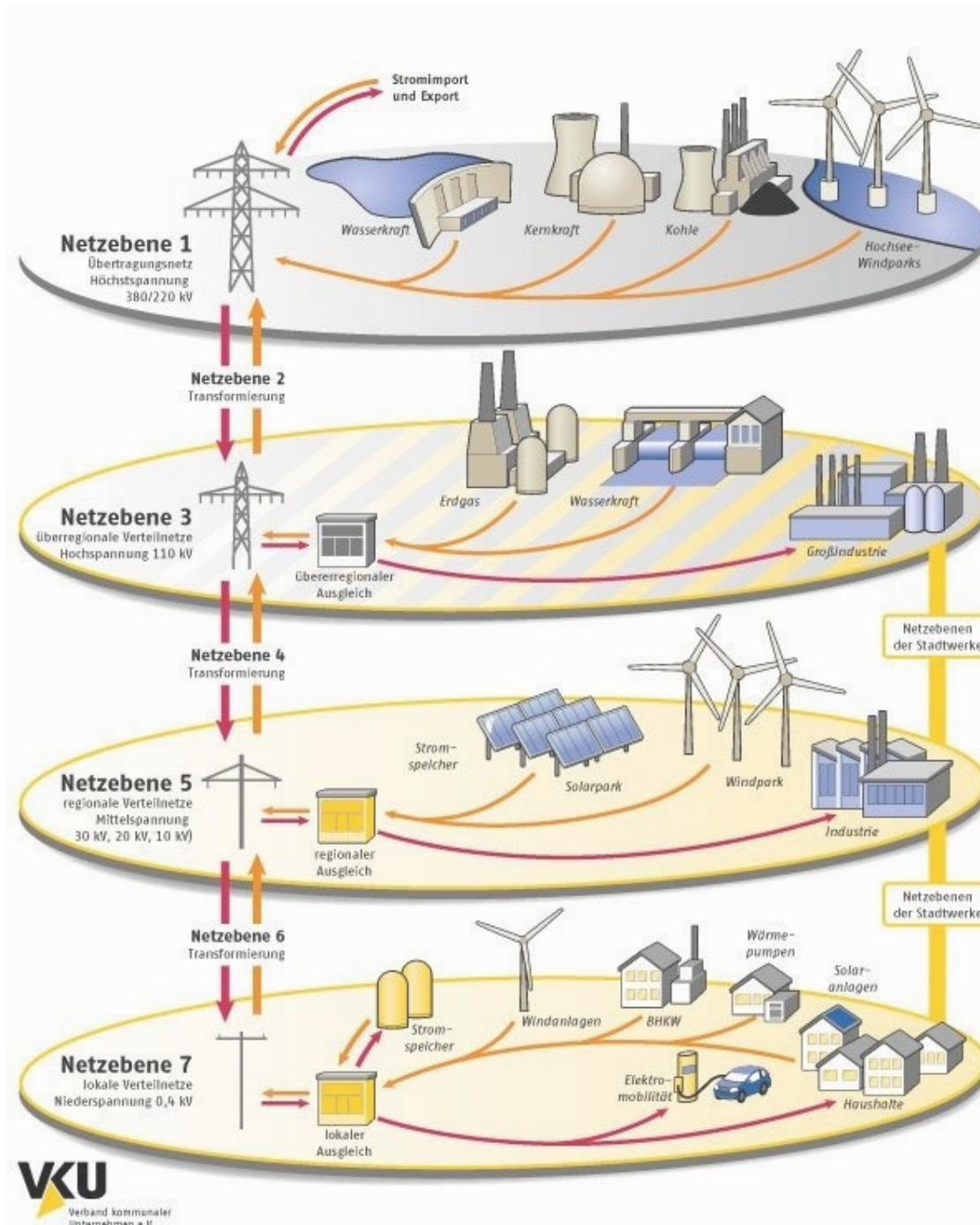


Abbildung 6: Das deutsche Stromnetz: Netzebenen und Stromfluss<sup>66</sup>

<sup>65</sup> Bundesnetzagentur (Hrsg.): Monitoringbericht 2013. S. 23.

<sup>66</sup> VKU. In: Bundeszentrale für politische Bildung (Hrsg.): Ausbau des Stromnetzes (2013); Abgerufen unter <http://www.bpb.de>. Abgerufen am 01.10.2014.



Konventionelle Kraftwerke (Kernenergie, Kohle, Erdgas), Windparks und Pumpspeicherkraftwerke mit hoher Erzeugungskapazität speisen in diese Netzebene ein. Über Umspannwerke ist diese Ebene mit den niederspannigeren Verteilnetzen verbunden. Die Übertragungsnetze befanden sich bis zum Inkrafttreten der zweiten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes in 2005 in der Hand der Konzerne E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW. Erst mit der Umsetzung der vorgenannten Entflechtungsvorgaben der Bundesnetzagentur wurden die Netze in eigenständige Gesellschaften ausgegründet und teilweise verkauft. Anliegen der Bundesnetzagentur ist auch hier ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewesen. Vorteilsnahme der vorgenannten Unternehmen in Hinblick auf die Lieferung von Ausgleichsenergie zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität kann dadurch ebenfalls vermieden werden.

Das Pendant zu Übertragungsnetzen sind im Gassektor die Fernleitungsnetzbetreiber, die den Bezug und die Durchleitung des Gases aus dem Ausland an nachgelagerte Verteilnetzbetreiber ermöglichen.

Auf der Ebene des Verteilnetzes wird der Strom in Hoch-, Mittel- und Niederspannung übertragen und dient zur kleinräumigen Feinverteilung. Diese Verteilung ist, bezogen auf verteilte Energiemengen, spezifisch kostenintensiver als der Betrieb von Übertragungsnetzen. In Deutschland gibt es mehrere hundert Verteilnetzbetreiber (siehe Abbildung 1 und 14). Auch hier kommen die Vorgaben der BNetzA hinsichtlich des diskriminierungsfreien Zugangs sowie andere Entflechtungsvorschriften zum Tragen.

Anhand der vorherigen Abbildung 6 wird deutlich, dass für die Funktionsfähigkeit des Stromnetzes eine tiefe informatorische Einbindung der Akteure zwingend notwendig ist, um die Stabilität des Gesamtsystems zu erhalten. Die Energiewende verstärkt diese Anforderung. Sich daraus entwickelnde Systemdienstleistungen bilden bereits eine Weiterentwicklung der bestehenden Wertschöpfungsstufe.

### **Wertschöpfungsstufe Vertrieb**

Der Vertrieb spielt im Unternehmen eine zentrale Rolle. Er umfasst alle Maßnahmen und Systeme, mit deren Hilfe die Produkte Strom, Erdgas, Wärme sowie energienahe Dienstleistungen vermarktet werden sollen. Die Vertriebspolitik setzt den Rahmen für die Wahl der Absatzkanäle sowie für die Beschaffung der Handelsprodukte. Mittels Vertriebsstrategien werden langfristige Absatz- und Beschaffungsportfolios herausgearbeitet sowie Entscheidungen über Absatzmethoden getroffen. Die Erfüllung der Anforderungen des Kunden bestimmt wesentlich den Unternehmenserfolg. Zur Zielerreichung wird auf eine breite

Produktpalette zurückgegriffen. Diese ist abhängig von Absatzmenge und Kundensegment. Die Kundeneinteilung erfolgt typischerweise in Privat-, Gewerbe- und Industriekunden oder Privat-, Geschäfts- und Key-Account-Kunden.

Weiterhin umfasst das Aufgabenspektrum folgende Bereiche:

- Neukundenakquise / Kundenreakquise, unterteilt nach Kundengruppen
- Bestandskundenpflege, Beziehungsmanagement
- Beratung über Produkte und Dienstleistungen des EVU
- Verhandeln von Liefer- und Dienstleistungsverträgen
- Klärung von Grundsatzfragen zur Medienlieferung
- Bepreisung, Kalkulation, Vertragsmanagement, Datenpflege
- Risikomanagement bzgl. Planung und Einkauf von Energiemengen

Die vertrieblichen Aktivitäten sind bei kommunalen EVU auf die Hauptumsatzbereiche Strom und Erdgas ausgerichtet. Zunehmender Wettbewerb und gestiegene Anforderungen der Kunden verlangen nach vielfältigeren, innovativen Lösungen. Gerade bei Firmenkunden kristallisiert sich neben der Energielieferung der Bedarf nach begleitenden Effizienz- bzw. Zertifizierungsmaßnahmen heraus. Neben dem Aspekt der Kompensation steigender Bezugskosten rückt Beratungsbedarf hinsichtlich Stromsteuerbefreiungen in den Mittelpunkt. Die EVU können ihren Großkunden somit einen echten Mehrwert bieten.

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte führt die gestiegene Wechselbereitschaft in allen Kundensegmenten zu höheren Kosten bei Kundenbindungsmaßnahmen. Fehlende Produktunterscheidungskraft bewirkt zusätzlich einen Preiswettbewerb, der mit sinkenden Margen bei gleichzeitig steigenden Vertriebskosten einhergeht. Stetige Zunahme der Wettbewerbsintensität offenbart schonungslos einzelne Schwächen der Vertriebe. Neue Wettbewerber, die ganz eigene Lösungsansätze und spezialisierte Vertriebsstrategien verfolgen bzw. nach Kundengruppen ausgerichtet sind, drängen in den Markt und fördern unablässigen Veränderungsdruck, zumal Wechselprozesse für Kunden äußert einfach zu tätigen sind. Vor diesem Hintergrund ist es schwierig, die Leistungsmerkmale herauszustellen. Der Energievertrieb bildet somit eine anspruchsvolle Aufgabe.

Aufgrund der voranschreitenden Energiewende und des damit ohnehin hohen Anteils erneuerbarer Energien am Strommix sind mit Themen wie Nachhaltigkeit, Zuverlässigkeit und Preisstabilität kaum noch Wettbewerbsvorteile in dem Maße zu erzielen, wie dies anfangs möglich war.

Die zunehmende Stromvermarktung über die Börse impliziert steigende Preisvolatilität. Dies wirkt sich auf die Vertragsgestaltung aus. Lieferverträge mit Laufzeiten von mehreren Jahren sind faktisch nicht mehr vorzufinden. Als Standard haben sich Laufzeiten von ein, maximal zwei Jahren etabliert. Die einfach durchzuführenden Anbieterwechsel begünstigen diese Entwicklung.

Die Energiebeschaffung erfolgt bei kleinen und mittelgroßen Stadtwerken innerhalb der Vertriebseinheit. Erst bei größeren Stadtwerken und Regionalversorgern bildet sich ein eigener Bereich heraus: der Energiehandel. Dieser ist aufgrund der liberalisierten Energiemärkte als eigene Wertschöpfungsstufe zu betrachten.

Die Wertschöpfungsstufe Vertrieb unterliegt, ebenso wie die Wertschöpfungsstufe Netzbetrieb, zunehmend Veränderungen aufgrund höchstrichterlicher Rechtsprechung durch den Bundesgerichtshof. Als Folge der Liberalisierung und des damit implizierten Wechselverhaltens der Kunden ergeben sich Probleme, die bis hin zu Grundsatzentscheidungen von den Gerichten gelöst werden müssen. Diese Urteile, beispielsweise zu Preisanpassungsklauseln oder der Verwendung allgemeiner Geschäftsbedingungen bis hin zu gegenseitigen Unterlassungsklagen der Versorger zur formalen Vertrags- und Angebotsgestaltung, bestimmen immer häufiger das Handeln der EVU. Dies verursacht zusätzliche Kosten.

### **Wertschöpfungsstufe Energiehandel**

Energiehandel bezeichnet im Kontext der EVU hauptsächlich den An- und Verkauf von Strom, Erdgas, Erdöl sowie Verschmutzungsrechten (sogenannte CO<sub>2</sub>-Zertifikate). Großhandelsmärkte, vordergründig Energiebörsen, erlauben Erzeugern, Abnehmern sowie reinen Händlern die effektive Abwicklung von Energiegeschäften zu niedrigen Transaktionskosten. Zudem schaffen sie Markttransparenz und Anonymität.

Der Preis der Handelsprodukte bemisst sich einerseits an Angebot und Nachfrage, andererseits an den physischen Eigenschaften der gehandelten Güter. Der Zusammenhang der einzelnen Wertschöpfungsstufen Vertrieb, Netz, Erzeugung und Handel wird nachfolgend durch Betrachtung des komplexen Stromhandels aufgezeigt.

Generell zielt Energiehandel darauf ab, jede eigenerzeugte Kilowattstunde Strom möglichst gewinnbringend zu vermarkten, die Beschaffungskosten des Absatzportfolios gering zu halten sowie Preisrisiken durch Hedging-Aktivitäten zu eliminieren.

Eine wesentliche Eigenschaft des Gutes Strom ist die stark eingeschränkte Speicherung in relevanten Mengen zu adäquaten Preisen. Hinzu kommt die Einschränkung, dass das Angebot die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt decken muss. Andernfalls würde die Versorgungsqualität leiden oder einen Systemausfall nach sich ziehen. Die technischen Gegebenheiten bedingen unterschiedliche Handelsverfahren. Für den Strommarkt in Deutschland wird das sogenannte Marktdesign „Energy-only-Markt“<sup>67</sup> genutzt. Das bedeutet, dass nur Energielieferungen gehandelt und Zahlungen für tatsächlich gelieferte Energiemengen geleistet werden. Vergütungen für die Vorhaltung von Kraftwerkskapazität (sogenannter Kapazitätsmarkt), die bei unerwartetem Bedarf zur Verfügung steht, sind nicht vorgesehen.

Stromhandel, d. h. die physische oder finanzielle Vermarktung von Strom, erfolgt sowohl über Stromhandel an Strombörsen als auch an außerbörslichen Handelsplätzen als sogenannter OTC-Handel (engl. over the counter), wie in der nachfolgenden Abbildung 7 dargestellt<sup>68</sup>. Die Aktivitäten zielen neben Beschaffungsoptimierung auf die Realisierung von Handelsgewinnen sowie auf Risikoabsicherung ab.<sup>69</sup> Die EVU können somit durch aktiven Handel auf Preisschwankungen flexibel reagieren und an Marktchancen partizipieren. Die Handelsgeschäfte selbst werden fast ausschließlich über elektronische Handelsplattformen abgewickelt.

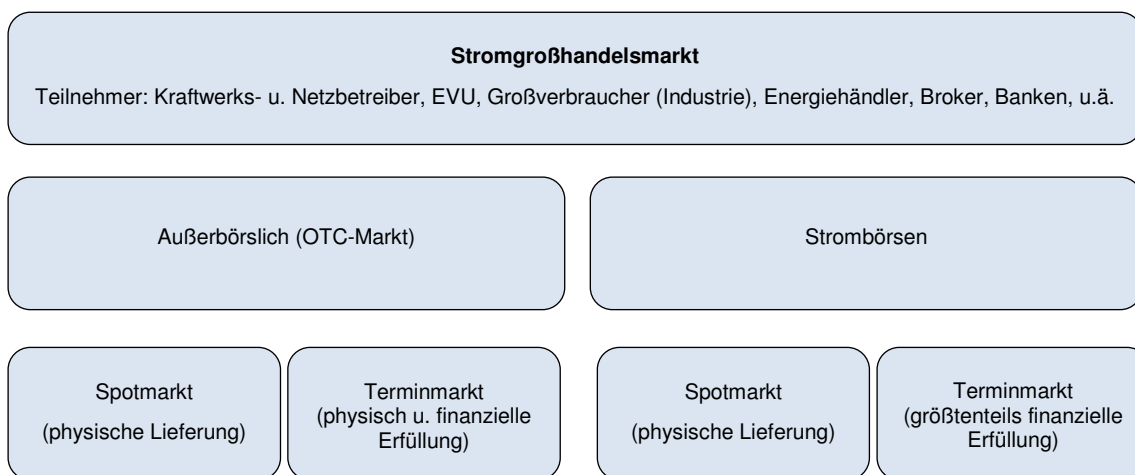


Abbildung 7: Zusammensetzung des Stromhandelsmarktes

<sup>67</sup> Vgl. Paschotta, R. (2014): Das RP-Energie-Lexikon. Abgerufen unter <http://www.energie-lexikon.info>. Stichwort: Energy-only-Markt. Abgerufen am 24.11.2014.

<sup>68</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an Ellwanger, E. / Dudenhausen, R.: Energiehandels-Strategien für kommunale Unternehmen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Heft 8/1998. S. 503.

<sup>69</sup> Vgl. Dudenhausen, R. et al.: Strom- und Gashandel in Stadtwerken. S. 302 f.

**OTC-Handel** bildet einen Marktplatz, der bilateralen Handel mithilfe des Bilanzkreissystems, d. h. eine Kontierung von Energiemengen, ermöglicht. Die Marktakteure schließen frei verhandelbare Geschäfte ab, unterliegen aber dem jeweiligen Vertragsrecht eines Landes. Buchungen werden in den jeweiligen Bilanzkreisen der Beteiligten umgesetzt. Es gibt keine Beschränkungen hinsichtlich Menge, Laufzeit, Lieferbedingungen etc. Zur Verringerung des Aufwands können standardisierte Verträge genutzt werden. Broker führen Käufer und Verkäufer zusammen. Neben telefonischer Vermittlung stehen auch elektronische Plattformen zur Verfügung. Ausfallrisiken der Handelspartner erfordern Risikobewertungen oder Absicherungsgeschäfte. Hierzu dient die Stellung von Erfüllungssicherheiten, sogenannte Margin.<sup>70</sup>

Der Börsenhandel wird in Deutschland von der European Energy Exchange AG (EEX) mit Sitz in Leipzig sowie der European Power Exchange EPEX SPOT SE (EPEX SPOT) mit Sitz in Paris dominiert. Letztere ist nur im kurzfristigen Stromgroßhandel tätig. Beide fungieren als geordneter Handelsplatz. Das heißt, der Handel mit Energie und Derivaten findet geordnet statt. Die Abwicklung erfolgt dabei, im Gegensatz zum OTC-Handel, anonym. Als Geschäftspartner für einen Handelsteilnehmer tritt die Börse selbst auf. Der Betrieb der Börse ist genehmigungspflichtig. Er unterliegt ebenfalls dem gültigen Börsengesetz sowie der Überwachung durch Aufsichtsbehörden. Der Börsenhandel selbst erfolgt sicherheitsbasiert, d. h. nur nach Hinterlegung ausreichend hoher Sicherheiten. Bei Ausfall eines Handelspartners beschafft der Börsenbetreiber die Ausfallmenge selbst und reicht sie weiter. Durch effektiven Handel und die Tatsache der Abwicklungssicherheit erlangte der Börsenhandel zunehmend Bedeutung. Auch dadurch entfaltet der an der Börse festgestellte Preis eine Leitwirkung auf den OTC-Handel und dient als Referenzpreis für weitere Energiegeschäfte. Der Strombereich kennt zunächst den Termin- und den Spotmarkt, die sich hinsichtlich des Lieferzeitpunktes und Lieferhorizontes unterscheiden lassen, sowie den Intraday- und den Yesterday-Markt.

Am **Terminmarkt** werden langfristige Stromliefervereinbarungen<sup>71</sup> mit einer Laufzeit von bis zu sechs Jahren in die Zukunft gehandelt, womit sich Erzeuger und Abnehmer Deckungsbeiträge auf lange Sicht zu einem bereits heute bekannten Preis absichern. Diese finanziell zu einem Termin erfüllbaren Handelsgeschäfte werden Futures genannt. Optional können sie, falls nicht nur der Preis gesichert werden soll, physisch über den Spot-

---

<sup>70</sup> Siehe dazu weiterführend Glossar mit Begriffserläuterungen von EPEX SPOT SE (europäische Strombörse) unter <http://www.epexspot.com>.

<sup>71</sup> Sogenannte Terminkontrakte oder Futures.

markt geliefert werden. Futures sind finanzielle Terminkontrakte, die sich auf den EEX-Index „Phelix“ beziehen. Aufgrund des vereinbarten Leistungsbandes in der Einheit Megawattstunden umfasst die Lieferungsdauer unterschiedliche zukünftige Zeiträume. Am Terminmarkt werden die Phelix-Futures für den aktuellen Monat, die nächsten sieben Quartale und sechs Jahre gehandelt. Es sind Grundlast- (Base-Load) und Spitzenlast-Futures (Peak-Load) handelbar.

Der **Spotmarkt** ist ein Handelsplatz für kurzfristig lieferbaren Strom. Die Lieferung erfolgt innerhalb der nächsten 1 bis 2 Tage ab Handelszeitpunkt. Den Marktteilnehmern wird somit eine kurzfristige Feinjustierung ihrer Energiepositionen ermöglicht. Es werden Stromlieferungen in 15-Minuten- und Stunden-Blöcken angeboten. Das bedeutendste Kennzeichen ist der viertelstundengenaue Handel: Bis zu 45 Minuten vor Belieferungsbeginn kann die Position gehandelt werden. Mithilfe kurzfristiger, untätiger Handelsaktivitäten können Fehlmengen oder Überschüsse der Bilanzkreise reduziert werden. Dies spart Ausgleichsenergiekosten, die nach den Prognoseverpflichtungen des Bilanzkreisvertrages für fehlende Mengen aufgebracht werden müssen. Das kurzfristige Handelsgeschäft ist von hoher Liquidität gekennzeichnet, die aus einer hohen Anzahl an Marktteilnehmern sowie vielen Kauf- und Verkaufsangeboten resultiert. Über das hohe Handelsvolumen wird dem am Markt gebildeten Preis ein großes Vertrauen entgegengebracht. Auch hiervon leitet sich der Referenzwert auf den OTC-Handel ab. Zudem ist der kurzfristige Energiehandel wesentliche Grundlage für die Bepreisung von Produkten in Stundenauflösung oder Tageslosen. In der nachfolgenden Abbildung 3 wurde eine Verbrauchskurve (rot), eine Lastganglinie, dargestellt. Anhand der Kurve ist ersichtlich, dass die Stromnachfrage tageszeitlich stark schwankt.

Geschäfte am laufenden Tag, die beispielsweise auf Ausfälle auf Erzeugungsebene oder unerwartete Nachfragespitzen bei Kunden zurückzuführen sind, verlangen kurzfristigen Zukauf von Energie bzw. die Vermarktung von Überschüssen. Diese Geschäfte während des Tages werden als Intraday-Geschäfte bezeichnet. Sie sind eine sinnvolle Alternative zur Glattstellung offener Positionen.

Aus dieser Tatsache heraus sowie der Notwendigkeit von Standardisierung aufgrund der spezifischen Eigenschaften der Handelsgüter wurden unterschiedliche Handelsprodukte abgeleitet. Mithilfe dieser Produkte wird der Energiehandel in die Lage versetzt, die Abwicklung von Handelsgeschäften vollständig an der Abbildung realer Kundenlastgänge auszurichten. Sogenannte Baseload-Blöcke decken die Grundlast eines Tages ab. Die Grundlast (gleichzusetzen mit Nachfrage) im Stromnetz unterschreitet nie ein bestimmtes Minimum. Je nach Absatzstrategie wird eine bestimmte Anzahl dieser 24-Stunden-Blöcke

gehandelt. Die Lieferung elektrischer Energie wird von diesem Produkt mit konstanter Leistung von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr sichergestellt. Die 24-Stunden-Blöcke werden auch den Anforderungen der Kraftwerksbetreiber nach verlässlichen Mindestbetriebszeiten gerecht.<sup>72</sup> Zwei Blockprodukte können gehandelt werden:

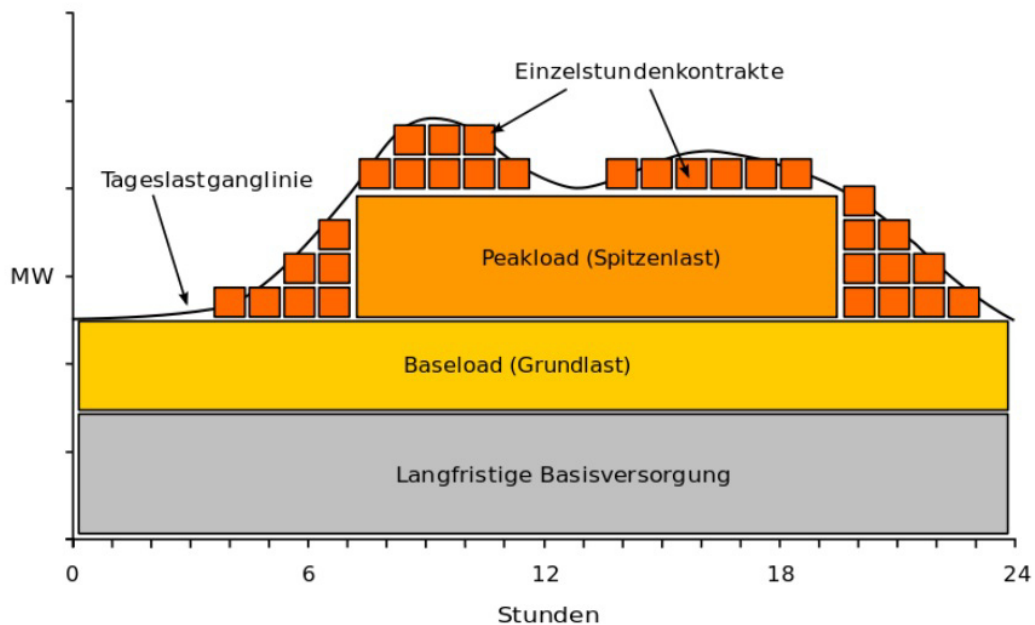


Abbildung 8: Lastprofil eines durchschnittlichen Werktages mit Darstellung einzelner Blockprodukte<sup>73</sup>

Peakload-Blöcke, zur Abdeckung der Spitzenlast im Zeitraum zwischen 08:00 Uhr und 20:00 Uhr, dienen zur Deckung erhöhter Nachfrage (in Abbildung 3 ersichtlich als Ausstülpungen der Stromnachfrage zwischen 40 und 70 GW). Sie gewährleisten somit einen feineren Ausgleich kurzfristig auftretender, einzelner Nachfragespitzen. Einzelstunden- bzw. Viertelstundenkontrakte runden das Angebot ab. Über- oder Unterdeckung der Tageslastganglinien werden durch Ausgleichs- bzw. Regelleistung der Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen. Erst durch dieses System kann eine flexible Stromversorgung, für das EVU selbst, aber auch für Großkunden, ermöglicht werden. Die benötigten Strommengen lassen sich problemlos in verschiedene Tranchen einteilen und beschaffen. Zusätzliche Preischancen können ausgenutzt werden.

Hieran wird auch der wesentliche Vorteil des komplexen Systems sichtbar: Es ermöglicht allen Teilnehmern in allen Bereichen unter Berücksichtigung aller Anforderungen eine

<sup>72</sup> Beispiel: Der Verkauf von 5 aneinandergereihten Base-Load-Produkten (Stunden) sichert dem Kraftwerksbetreiber 5 Stunden Betriebszeit der Anlagen zu.

<sup>73</sup> Gerstbach, P.: Stromverbrauch, untertätiges Lastprofil (2004). Abgerufen unter <http://de.wikipedia.org>. Abgerufen am 30.06.2014.

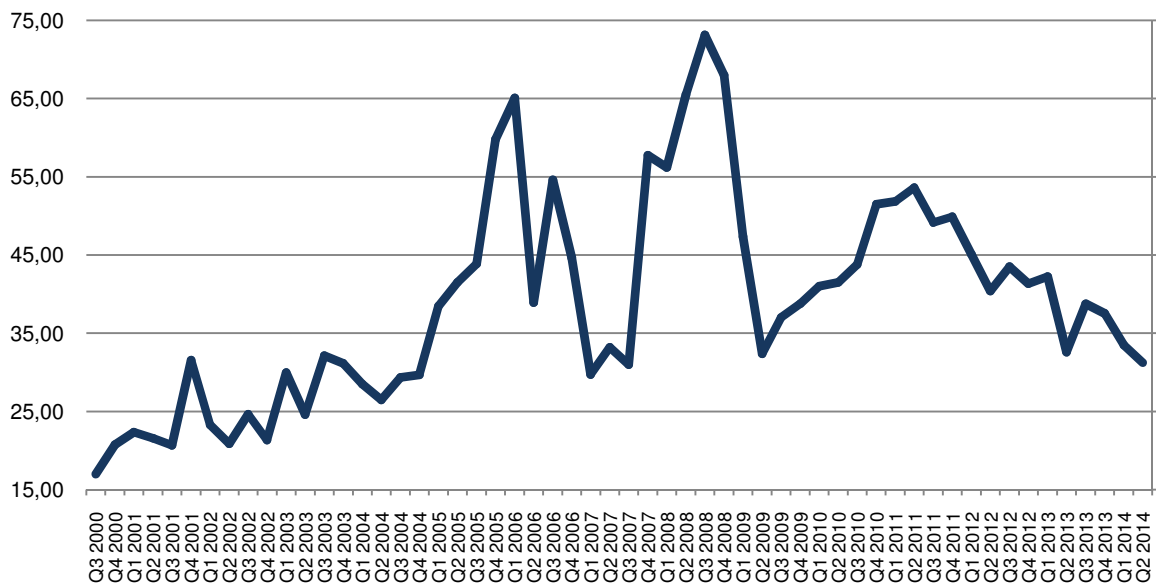
hohe Individualität sowie Selbstbestimmung. Weiterhin unterliegt der Strompreis besonders in Perioden starker Last (Peak), bei gleichzeitig verringerter Erzeugungskapazität, hohen Aufschlägen, die Knappheit signalisieren. Diese „Spitzenlastpreisbildung (Peak-Load-Pricing)“<sup>74</sup> kennzeichnet den Strommarkt – einen Markt für nicht speicherbare Produkte. Somit unterliegt der Strompreis zu Zeiten stark schwankender Einspeisung aus erneuerbaren Energien kurzfristigen Preisänderungen, die Volatilität steigt an.

Neben Preisrisiken sind Marktteilnehmer weiteren Wagnissen ausgesetzt: Liquiditäts- und Bonitätsrisiken der Vertragspartner, Brennstoffpreisrisiko, Investitionsrisiken der Erzeugungseinheiten, Personalrisiken sowie Absatzrisiken wegen erhöhter Wechselbereitschaft der Kunden. Je nach Einkaufsstrategie und Portfoliosteuerung erfolgt die Energiebeschaffung der EVU mehrjährig, vor dem eigentlichen Lieferzeitpunkt. Insbesondere Stadtwerke haben sich in der Vergangenheit klassischer Volllieferverträge bedient und gehen nur zu geringen Teilen zur Börsenbeschaffung über. Bei Volllieferverträgen wird Strom direkt von Kraftwerksbetreibern bezogen. Die Preise sind fix. Dieser Preis, gehandelt als fester Block, bildet die Kalkulationsgrundlage für den Weiterverkauf. Er führt, in Abhängigkeit der vertraglich vereinbarten Mengen, zu einer gewissen Trägheit der Preisanpassung. Obgleich nicht die komplette Stromerzeugung über die Börse verkauft wird, dient der Börsenpreis dennoch als Preisgrundlage und Richtschnur. Abbildung 9 zeigt die langfristige Strompreisentwicklung an der EPEX Spot für die Lieferung von Grundlaststrom.

---

<sup>74</sup> Nicolosi, M. / Fürsch, M./ Lindenberger, D.: Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4.Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen (2010). Abgerufen unter <http://www.ewi.uni-koeln.de>. S. 9. Abgerufen am 05.11.2014.



Abbildung 9: Preis für Baseload-Strom an der EPEX-Spot je Quartal<sup>75</sup>

Zu beachten ist, dass das Handelsvolumen in den Anfangsjahren äußerst gering und der Stromhandel rudimentär ausgeprägt war. Dementsprechend ist ein Vergleich mit heutigen Preisen nur bedingt möglich. Verglichen mit dem Zeitraum 2005 – 2011, abgesehen von temporären Einbrüchen, hat sich ab Anfang 2012 ein mehrjähriger, fallender Trend ausgebildet.

Die Preisentwicklung für am Terminmarkt gehandelte längerfristige Stromlieferungen (Stromfutures) in 2015 bis 2020 weist ebenfalls einen deutlich fallenden Trend auf (siehe Abbildung 10), der somit die Erwartungen der Händler an zukünftige Preise vorwegnimmt.

<sup>75</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an Daten von EPEX SPOT.

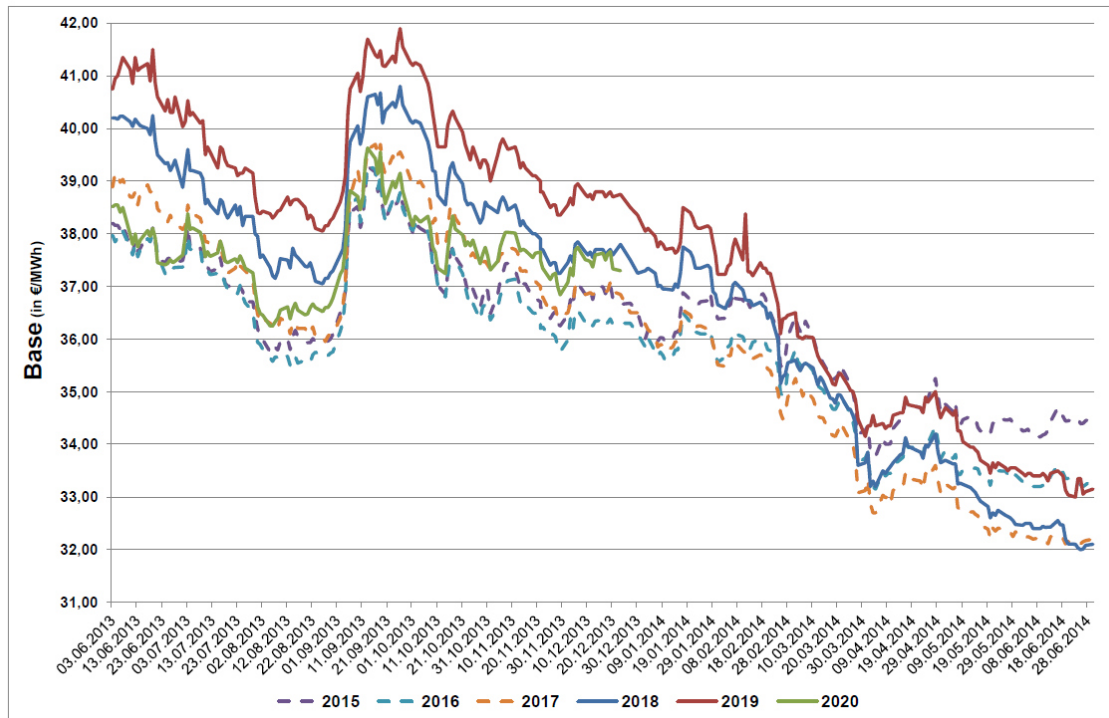


Abbildung 10: Durchschnittlicher Preis für Baseload-Strom an der EPEX Spot je Quartal<sup>76</sup>

Obwohl beide Darstellungen untertätige, saisonale, wetterbedingte sowie andere kurzfristig auftretende Preisschwankungen nicht darstellen, ist ersichtlich, welches Preisrisiko entsteht, wenn EVU kurzfristig am Spotmarkt beschaffen und schwankende Bezugspreise zu Fixpreisen (beispielsweise bei allen Haushaltskunden) verkaufen.

Aus dieser Betrachtung ergibt sich eine Markteintrittsoption für neue Lieferanten, die Strom günstiger an der Börse beziehen und ihre Handelsportfolios kurzfristiger abdecken können als risikoavers agierende Stadtwerke. Steigendes Handelsvolumen hat auch das Entstehen von Discountanbietern begünstigt. Allerdings lässt sich aus der Möglichkeit der äußerst kurzfristigen und flexiblen Strombeschaffung auch für andere EVU die Ausgestaltung eines neuen Geschäftsfeldes ableiten. Sie werden in die Lage versetzt, speziell für Großabnehmer Produkte zu entwerfen, die eine aktive und selbststeuernde Einkaufsstrategie für Strom bzw. Gas einräumen. Voraussetzung ist allerdings ein gewisses Know-how im Energiehandel, welches erst ab einer bestimmten Absatzmenge rentabel eingesetzt werden kann.<sup>77</sup>

<sup>76</sup> Quelle: EPEX SPOT SE.

<sup>77</sup> Vgl. Attig, D.: Stadtwerke im liberalisierten Energiemarkt: Das Beispiel Aachen. S. 303 f.

## 2.2 Derzeitiges Geschäftsmodell

Nach Darstellung der gegenwärtigen Auswirkungen der Energiewende auf die Wertschöpfungsstufen stellt sich die Frage, welche Chancen und Implikationen sich daraus für das Geschäftsmodell der Energieversorger ableiten bzw. wie sie bereits umgesetzt werden. Die hier genannten Aspekte verdeutlichen das durch die Energiewende geschaffene Spannungsfeld zwischen Wettbewerb, Kapitalbedarf und Planungssicherheit.

Die Energiewende verändert die Arbeit der Stadtwerke weit stärker, als Regulierung und Liberalisierung es bisher getan haben. Beide haben dazu geführt, dass die Energiebranche, die von Gebietsabgrenzungen und dem Prinzip der Kostenpreise geprägt war, einen Modernisierungsprozess durchlief. Neue Geschäftsfelder, differenzierte Produkte, Kundengewinnung und -bindung sowie die Einführung effizienter Prozesse sind Resultate der Modernisierung. Rückblickend lässt sich bestätigen, dass alle Energieversorger diesen Umbruch erfolgreich bestanden haben. Auch ohne Monopol können sie sich am Markt behaupten. Doch das Erreichte wird durch die Energiewende infrage gestellt und erzeugt neuen Anpassungsdruck. Aufgrund dieses Trends zeichnet sich ab, dass die Kerngeschäftsfelder der EVU, Produktion und Absatz von Strom sowie Weiterverteilung von Erdgas, durch steigende Wettbewerbsangebote, Eigenerzeugung der Verbraucher und kontinuierliche Energieeffizienzsteigerungen verringert werden. Marktanteile und Margen werden weiter sinken oder nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand zu halten sein. Kurzum, der Kostendruck auf das Kerngeschäft nimmt zu und führt zum Erodieren des traditionellen Geschäftsmodells.

Doch erste Unternehmen haben sich auf diese Entwicklung eingelassen. Nachhaltige Gewinne lassen sich zwar noch nicht in gewohnter Höhe erzielen, doch es gibt erste vielversprechende Ansätze, die unmittelbar an das heutige Konzept anschließen und dessen Vor- und Nachteile mit neuen Erfordernissen zu innovativen Ideen verknüpfen. Dieser Prozess formt ein neues Erscheinungsbild der Energiebranche.

Die Ertragslage der EVU ist angespannt. Somit führten die Auswirkungen der Liberalisierung im Endkundengeschäft, die Entflechtung von Netz und Erzeugungsanlagen sowie ausgeprägter Preisdruck an den Strommärkten zu einer Verschlechterung finanzieller Kennzahlen. Sinkende Ergebnisbeiträge aus dem Netzbereich sowie im Vertrieb vermindern zudem die Innenfinanzierungskraft der EVU.

Dies belegt die zu diesem Sachverhalt von SCHMIEDER im Jahr 2014 veröffentlichte Analyse, deren Gegenstand die Untersuchung der 344 größten kommunalen Energiever-

sorger hinsichtlich ihrer Kennzahlen ist.<sup>78</sup> Eine interessante Betrachtung liefert die untersuchte Umsatzrendite. Diese ist 2011 auf 1 Prozent zurückgegangen, betrug 2012 aber schon wieder 4,2 Prozent. Deutliche Unterschiede zeigen sich je nach Größe der Unternehmen: „[...] Unternehmen unter 50 Mio. Umsatz konnten die Umsatzrendite [...] auf 7,1 Prozent in 2011 und 10,0 Prozent in 2012 steigern, während die Umsatzrendite von Unternehmen mit über 50 Mio. Umsatz einen Rückgang [...] von 4,7 Prozent auf 0,9 Prozent von 2010 auf 2011 sowie einen Anstieg in 2012 auf 3,0 Prozent verzeichneten“.<sup>79</sup>

Der Grund für die geringere Ertragskraft der größeren EVU wurde bereits in Kapitel 2.1.3 verdeutlicht. Betroffen sind vornehmlich EVU mit eigenen konventionellen Erzeugungsanlagen bzw. Beteiligungen daran. Zum Vergleich: Laut KfW lag die durchschnittliche Umsatzrendite mittelständischer Unternehmen im Jahr 2012 bei 6 Prozent.<sup>80</sup> Die Eigenkapitalrendite der Gesamtbetrachtung lag 2012 bei 20 Prozent, bei EVU unter 50 Mio. Umsatz bei 22,7 Prozent. Verglichen mit Renditekennzahlen der gesamten Wirtschaft zeigen sich keine Auffälligkeiten. Angesichts eines erhöhten Kapitalbedarfs durch notwendige Investitionen verwundern üppige Gewinnausschüttungen von rund 90 Prozent und mehr der Überschüsse. Zu weiteren Mittelabflüssen führt die Verlustübernahme von anderen kommunalen Betrieben. Dies belastet die Bilanz zusätzlich. Zwangsweise müssen sich die EVU der Fremdfinanzierung bedienen, die Verschuldung steigt. Eine Kennzahlenanalyse von 150 kommunalen Energie- und Versorgungsunternehmen der Unternehmensberatung PricewaterhouseCoopers belegt dies.<sup>81</sup> Die Verschuldungsquote der untersuchten EVU stieg von 2009 bis 2012 von 31,5 Prozent auf 34,0 Prozent. Auch sei „[...] ein zunehmend kritischer Zusammenhang zwischen Verschuldung und Ertragskraft festzustellen“.<sup>82</sup> Der mittlere dynamische Verschuldungsgrad<sup>83</sup> stieg im betrachteten Zeitraum von 1,8 auf 2,4. Ein Wert unter 3,5 gilt als problemlos und bestätigt eine langfristig gute Bonität. Doch „[...] rund 25 Prozent der analysierten EVU liegen mit einem Verhältnis von knapp 4,0 und

---

<sup>78</sup> Schmieder, M.: Stadtwerke Studie 2013 (Anm.: Benchmarkingstudie zu 344 untersuchten EVU, Grundlage sind Jahresabschlüsse 2009 bis 2013). S. 8 f. (2014).

<sup>79</sup> Ebd.

<sup>80</sup> KfW Bankengruppe: KfW-Mittelstandspanel 2013. S. 3. Anm.: Zur Grundgesamtheit des KfW-Mittelstandspanel gehören alle mittelständischen Unternehmen in Deutschland. Hierzu zählen private Unternehmen sämtlicher Wirtschaftszweige, deren jährlicher Umsatz die Grenze von 500 Mio. Euro nicht übersteigt. Ausgeschlossen sind der öffentliche Sektor, Banken sowie Non-Profit Organisationen.

<sup>81</sup> Eilrich, M. et al.: Energie- und Versorgungsunternehmen im Spannungsfeld zwischen Ertrag, Investitionen und Verschuldung (2014). Abgerufen unter <http://www.pwc.de>. Abgerufen am 22.08.2014.

<sup>82</sup> Ebd.

<sup>83</sup> Dynamischer Verschuldungsgrad drückt das Verhältnis von Nettofinanzschulden zum EBITDA aus.

mehr isoliert betrachtet bereits auf tendenziell schwierig zu finanzierenden Niveaus“.<sup>84</sup> Obgleich sich daraus akuter Handlungsbedarf ableiten lässt, ist die Eigenkapitalausstattung mit einer Quote von durchschnittlich 42,5 Prozent weiterhin gut. Die Betrachtung zeigt eine zunehmende Verschlechterung der Kennzahlen auf. Investitionskapital verteuert sich.

### 2.2.1 Geschäftsfeld Erzeugung

Kommunale Energieversorger besitzen eine konventionelle Kraftwerkskapazität von 13.300 Megawatt an der gesamt installierten Netto-Leistung (Stand 2009). Dies entspricht einem Anteil von ca. 10 Prozent der in Deutschland installierten Kraftwerksleistung von 132.700 MW<sup>85</sup>. Mit einem Anteil von 70 Prozent dominieren Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen die Erzeugungsstruktur.<sup>86</sup> Das Verfahren der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) hat den Vorteil, dass bei der Stromerzeugung die Auskopplung von Dampf, der anschließend beispielsweise zu Heizzwecken verwendet wird, möglich ist. Dadurch wird die bei der Verbrennung fossiler Energieträger unweigerlich anfallende Abwärme genutzt, der Gesamtwirkungsgrad der Anlage steigt. KWK-Anlagen erzielen Wirkungsgrade von bis zu 90 Prozent und höher; der eingesetzte Brennstoff wird somit optimal ausgenutzt. Über an das Kraftwerk angeschlossene Fernwärmenetze kann die nutzbare Wärme für Heiz- oder Produktionszwecke an Verbraucher geleitet werden. Das Prinzip der KWK kann dabei mit jedem Brennstoff genutzt werden, dessen Verbrennung ein Temperaturniveau von mindestens 210 °C erreicht.<sup>87</sup> Hauptenergieträger sind, aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften, Braunkohle und Erdgas. Elektrische und thermische Leistung der KWK-Anlagen reichen von wenigen Kilowatt bis zu mehreren hundert Megawatt. Bedingt durch jahreszeitliche Nachfrageschwankungen des Wärmebedarfs können diese Anlagen nicht durchgehend ihre Vorteile ausnutzen bzw. verlangen die Integrierung von Wärmespeichern. Deshalb ist abseits der margenstarken Wärmeerzeugung die bestmögliche Stromvermarktung maßgeblich für ein befriedigendes Ergebnis dieser Anlagen verantwortlich.

---

<sup>84</sup> Eilrich, M. et al.: Energie- und Versorgungsunternehmen im Spannungsfeld zwischen Ertrag, Investitionen und Verschuldung (2014). Abgerufen unter <http://www.pwc.de>. Abgerufen am 22.08.2014.

<sup>85</sup> Gemeint ist hier die Nettoengpassleistung.

<sup>86</sup> Vgl. VKU: Kommunale Kraftwerkskapazitäten. Ein Beitrag zu Klimaschutz und Wettbewerb. Abgerufen unter <http://www.vku.de>. Abgerufen am 24.11.2014.

<sup>87</sup> Vgl. Lucas, K.: Thermodynamik. Die Grundgesetze der Energie- und Stoffumwandlungen. S. 401 ff.

## **Vermarktung von Strom aus konventionellen Kraftwerken**

Die Vermarktungsmöglichkeiten sind vielfältig. Sowohl OTC-Handel als auch Börsenhandel bieten die Möglichkeit, zukünftige Strommengen zu einem bereits heute bekannten Preis an den Energiebörsen zu verkaufen. Der bereits verkaufte Strom über Terminmärkte sichert zum Verkaufszeitpunkt einen zukünftigen Deckungsbeitrag. Ferner bietet der Stromhandel die Chance, die zum Erfüllungszeitpunkt vereinbarte Strommenge nicht selbst zu erzeugen, sondern an den Spotmärkten von Dritten zu beziehen und an die Käufer der Terminkontrakte<sup>88</sup> zu liefern. Der optimierte Zusatzertrag kommt dann in Betracht, wenn die Grenzkosten der Eigenerzeugung höher sind als die Summe der Kaufpreise auf dem Spotmarkt und die Kosten der Kraftwerksabschaltung. Hieraus ergeben sich vielfältige Handlungsoptionen zur Ertragsoptimierung.

Die Energienachfrage, die innerhalb der Netze vor allem durch zeitlich differenziertes Verbraucherverhalten gekennzeichnet ist, wird als Last bezeichnet. Um diese Nachfrage planbar zu prognostizieren, wird das ähnliche Verbrauchsverhalten einzelner Kundengruppen in Lastprofilen zusammengefasst. Hieraus werden, in Absprache mit den Übertragungsnetzbetreibern, tägliche Fahrpläne zum Kraftwerkseinsatz erstellt und die für den Folgetag geplante Stromproduktion angemeldet. Ebenso fließt die voraussichtliche Einspeisung von EE-Anlagen in die Berechnung ein. Lastprofile stellen somit ein Abbild des zeitlichen Verlaufs der abgenommenen Leistung dar. Sie unterliegen starken tageszeitlichen, tagesabhängigen und saisonalen Schwankungen. Diese Schwankungen müssen bei der Stromproduktion durch die Kraftwerksbetreiber in Form des Kraftwerkmanagements sowie der Fahrweise berücksichtigt werden. Hieran zeigt sich ein weiterer Vorteil der in Kapitel 2.1.3 erwähnten Blockprodukte, denn Kraftwerksbetreiber müssen, ähnlich wie Energielieferanten auf der Nachfrageseite, stets Fehlmengen ausgleichen. Die Optimierung der Beschaffung von Fehlmengen, die für den Ausgleich des Erzeugungs- oder Absatzportfolios notwendig sind, ist angesichts der eingangs deutlich gesunkenen Preise äußerst notwendig.

Der Börsenhandel hat den weiteren Vorteil, dass er beispielsweise den Verkauf noch nicht verkaufter Erzeugungsleistung kurzfristig zu Grenzkosten zulässt. Der Handel auf den Spot- und Terminmärkten dient somit zur Minimierung von Erzeugungs- und Absatzrisiken unter kostenoptimalem Einsatz der Kraftwerke. Jeder Kraftwerksbetreiber wird nämlich nur dann Strom produzieren, wenn die Verkaufserlöse die Kosten des Kraftwerkes über-

---

<sup>88</sup> Börsengehandeltes Termingeschäft.

steigen. Bei den Kosten eines Kraftwerkes wird grundlegend zwischen zwei Kostenarten unterschieden:

**Fixkosten** bilden einen festen Kostenblock, der hauptsächlich Investitions-, Kapital-, Versicherungs- und Personalkosten abbildet. Sie fallen unabhängig von der tatsächlich produzierten Strommenge an.

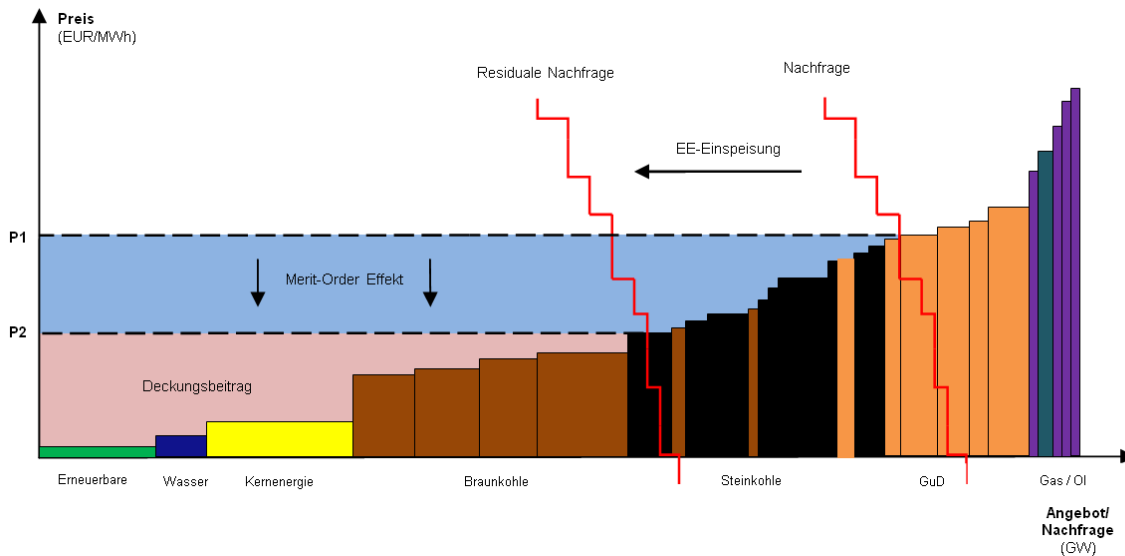
**Variable Kosten** umfassen Kosten, die in direktem Zusammenhang mit der produzierten Strommenge stehen. Dazu zählen insbesondere Brennstoffkosten, Kosten für Kohlendioxid-Emissions-Zertifikate, Betriebs- und Hilfsmittel, Instandhaltungs- und Entsorgungskosten.

Bei der kurzfristigen Stromvermarktung treten die Kosten für den Bau des Kraftwerkes in den Hintergrund. Es werden nur die kurzfristigen variablen Kosten (kurzfristige Grenzkosten) betrachtet und den zu erwartenden Erlösen gegenübergestellt. Die Differenz ist der Deckungsbeitrag. Bei positiven Deckungsbeiträgen können die Investitionskosten amortisiert und bestenfalls Gewinne erwirtschaftet werden. Folglich wird Strom zu Grenzkosten angeboten, um die Möglichkeit der Ausnutzung positiver Deckungsbeiträge nicht ungenutzt zu lassen. Verkaufspreise unterhalb der Grenzkosten führen zur Leistungsdrose der Kraftwerke. Hierbei müssen jedoch auch individuelle, technisch bedingt anfallende Kosten für das An- und Abfahren der Erzeugungsanlagen sowie Reaktionszeiten berücksichtigt werden. Diese zusätzliche Beeinflussung der Höhe der Grenzkosten muss in die Entscheidungsfindung einbezogen werden.

Strommärkte basieren auf der Betrachtung der Grenzkosten der Erzeugung. Die sortierte Grenzkostenkurve der Stromerzeugung bestimmt die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (auch Merit-Order genannt), anhand derer bestimmt werden kann, wann die auftretende Stromnachfrage kostenoptimal mit welchen Kraftwerken gedeckt werden kann. Die Kraftwerke werden so lange nacheinander zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt an der Strombörse den Strompreis. Das letzte und teuerste noch benötigte Kraftwerk gibt somit den Preis vor. Der Strompreis korreliert dabei positiv mit der Last.<sup>89</sup> Daraus folgt, dass die Lastkurve auch ein Ausdruck der Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Erzeugungsarten ist. In der nachfolgenden Abbildung 11 wird die Preisfindung deutlich.

---

<sup>89</sup> Vgl. v. Roon, S. / Huck, M. (2010): Merit Order des Kraftwerkparcs. Abgerufen unter <https://www.ffe.de>. Abgerufen am 29.08.2014.

Abbildung 11: Merit-Order des Kraftwerksparks<sup>90</sup>

Der Strompreis lässt sich aus dem Schnittpunkt der Nachfrage- und Preiskurve ableiten. Der Preis wird bei gegebener Nachfrage vom letzten noch benötigten Kraftwerk anhand dessen variabler Kosten bestimmt. Alle Kraftwerke, die mit niedrigeren variablen Kosten produzieren können, erzielen diesen Preis ebenfalls, wodurch sich ihre Erlöse entsprechend erhöhen. Doch Stromerzeuger, die mit niedrigen Grenzkosten arbeiten (links angesiedelt in der Merit-Order), erzielen nicht zwangsläufig hohe Gewinne. Die erzielten Deckungsbeiträge müssen hohe Anfangsinvestitionen amortisieren. Nur bei bereits abgeschriebenen Kraftwerksanlagen, die keine Kapitalkosten decken müssen, können nennenswerte Gewinne entstehen. Weiterhin wirkt sich beispielsweise ein Preisanstieg bei Erdgas negativ auf die Angebote von GuD-Kraftwerken aus, sie rutschen in der Merit-Order weiter nach rechts, ihre Grenzkosten steigen. Die verteuerte Kapazität wird von Kohlekraftwerken kompensiert. Es werden also GuD-Kraftwerke durch Kohlekraftwerke substituiert, was einen höheren Ausstoß von CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge hat. Umgekehrt führt ein Preisanstieg bei CO<sub>2</sub>-Zertifikaten zur Vertuierung von Kohlestrom, wodurch Gaskraftwerke ihre Produktion erhöhen können.

Die Preisfindung über die Merit-Order wird jederzeit (24-Stunden-Handel) angewandt. Unvorhersehbare Ereignisse, wie verstärkte oder verminderte Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufgrund unzutreffender Wetterprognosen, ungeplanter Kraftwerksrevisionen etc., führen zu höherer Volatilität.

<sup>90</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an v. Roon, S. / Huck, M. (2010): Merit Order des Kraftwerksparks. S. 3 f.



Die Merit-Order gilt jedoch nicht für Kraftwerke, die Strom aus EE-Anlagen, wie Windkraft- oder Solaranlagen, einspeisen. Diese sollen im Normalfall nicht gesteuert werden, sondern immer das gesamte Leistungsspektrum nutzen. Sie sollen so viel Strom wie möglich ins Netz einspeisen. Größtenteils wird regenerativer Strom in dezentralen Anlagen produziert. Da die Teilnahme am Strommarkt für die Vielzahl der Anlagenbetreiber nicht praktikabel ist, erfolgt der Handel gemäß den Regelungen des EEG anders. Der Strom wird von den VNB abgenommen und den Anlagenbetreibern nach festgelegter Einspeisevergütung abgerechnet. Die VNB wiederum liefern den Strom bilanziell an die Übertragungsnetzbetreiber weiter, die ihn am Spotmarkt (EPEX SPOT) verkaufen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt, wie eingangs dargelegt, zu steigenden Strommengen mit geringen Betriebskosten. Im Sinne der Einsatzreihenfolge der konventionellen Kraftwerke werden deshalb nicht mehr die absolut teuersten Kraftwerke aus dem Markt genommen, sondern nur die verbliebenen teuersten konventionellen Kraftwerke, die höhere Betriebskosten aufweisen als die EE-Anlagen. Diese Auswirkung, die zu einem sinkenden Preisniveau an den Handelsplätzen führt, wird Merit-Order-Effekt genannt. Unter derzeitigem Marktdesign entfalten erneuerbare Energien einen dämpfenden Effekt auf Preisanstiege. Aus der obigen Abbildung 11 lässt sich dies nachvollziehen: Bei höherer als prognostiziert ausfallender Stromproduktion erneuerbarer Energien sinkt die in der Merit-Order abgebildete Stromnachfrage (Last), wodurch sich die Nachfragekurve nach links verschiebt. Der Strompreis sinkt von P1 auf P2. Übersteigt das Stromangebot wegen kurzfristig auftretender hoher Stromeinspeisung erneuerbarer Energien die Nachfrage derart, fällt der Preis mitunter ins Negative.

Die Auswirkung des Merit-Order-Effekts auf den Strompreis ist in Abbildung 12 im Zeitraum vom 15.05.2014 bis zum 31.05.2014 deutlich zu erkennen: Erhöhte Solareinspeisung während der Mittagszeit (erkennbar an den grünen Ausstülpungen) führt zum Absinken des Strompreises. Somit sind die durch den Marktpreis determinierten erzielbaren Deckungsbeiträge zur Finanzierung der fixen Betriebs- und Kapitalkosten nicht ausreichend. Verluste für konventionelle Kraftwerksbetreiber sind die Folge.

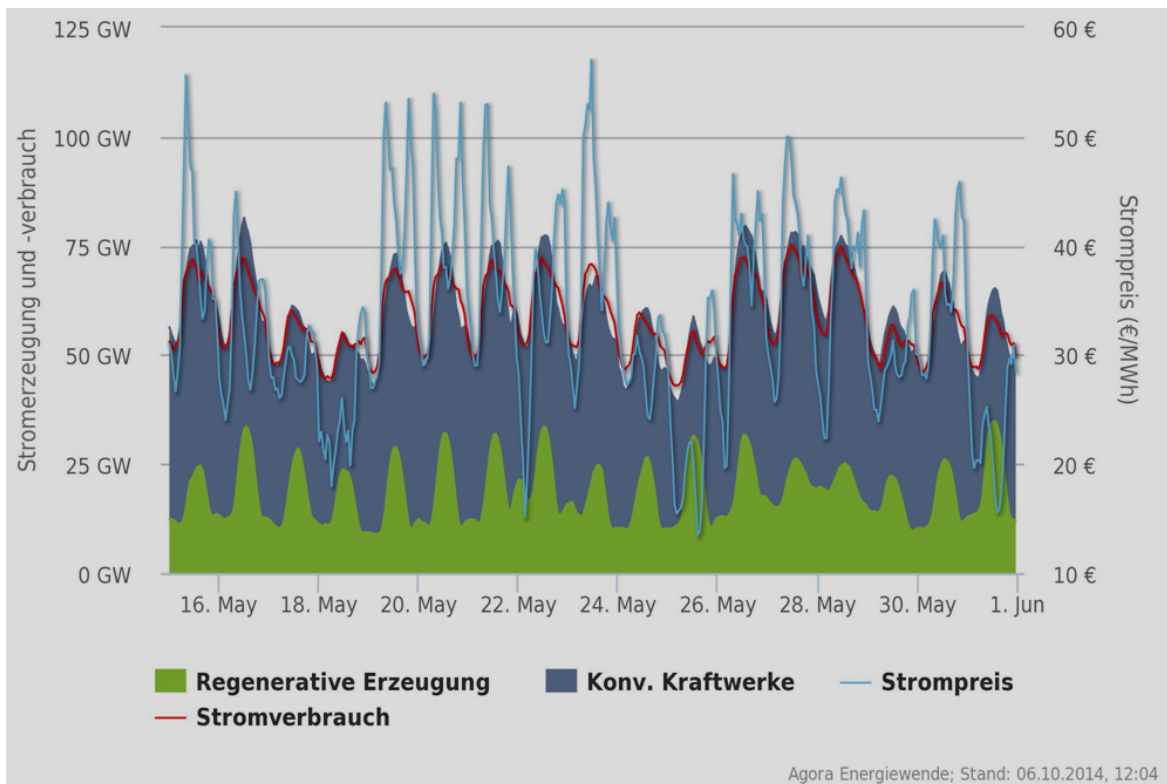


Abbildung 12: Entwicklungen von Stromerzeugung, Stromverbrauch und dem Spotmarktpreis an der Strombörse EPEX<sup>91</sup>

Die sich zwangsläufig ergebende Abhängigkeit der Entscheidung zum Einsatz der Kraftwerke in Verbindung mit deren kurzfristigen Erzeugungsgrenzkosten von den Marktpreisen ist insofern problematisch, als Kraftwerke aufgrund ihrer technischen Gegebenheiten nicht in ähnlicher Geschwindigkeit auf die vorherrschende Preisvolatilität reagieren können. Eine sofortige Reaktion, wie das Abschalten der Anlagen, ist nicht möglich. Überdies sind konventionelle Kraftwerke auf Dauerbetrieb ausgelegt. Sie erreichen den höchsten Wirkungsgrad unter Vollast. Im Teillastbetrieb verringert sich die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Durch das unablässige Reagieren auf fluktuierende Einspeisungen sowie volatile Lasten wird ihnen Flexibilität abverlangt, die beim Bau dieser Anlagen nicht eingeplant wurde. Das häufigere und schnellere An- und Abfahren, neben unzähligen Lastwechseln sowie zu überbrückenden Stillstandszeiten, führt zu vorzeitiger Materialermüdung und höherem Anlagenverschleiß. Der Betrieb im Teillastbereich verringert zudem den Gesamtwirkungsgrad der Anlagen, die Produktionskosten pro erzeugte Kilowattstunde steigen. Vor dem Hintergrund der noch jahrzehntelang benötigten konventionellen Kraftwerke ist diese Entwicklung kritisch zu betrachten.

<sup>91</sup> Agora Energiewende: Agorameter. (Anm.: dynamische Anzeige für den Zeitraum von 15.05.2014 bis 31.05.2014). Abgerufen unter [www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de). Abgerufen am 06.10.2014.

Dennoch führen gesunkene Börsenstrompreise durch den Merit-Order-Effekt nicht zu verringerten Endkundenpreisen, denn die vom ÜNB erzielten Einnahmen durch den Verkauf von EEG-Strom liegen wesentlich tiefer als die von ihm ausbezahlte Einspeisevergütung. Der so entstandene Verlust wird über die EEG-Umlage ausgeglichen.

Die Preisfindung mithilfe der Merit-Order bewirkt langfristig sinkende Betriebszeiten der konventionellen Kraftwerke. Es wird jeweils nur die produzierte Kilowattstunde vergütet, nicht das Vorhalten der Erzeugungskapazität. Somit wird die Zusammensetzung des Kraftwerkparks maßgeblich beeinflusst. Insbesondere Grundlastkraftwerke (Braunkohle und Steinkohle) weisen hohe fixe, aber niedrige variable Kosten auf. Sie sind umso kosteneffizienter, je höher die Anzahl der jährlichen Betriebsstunden ist. Umgekehrt sind Spitzenlastkraftwerke, vornehmlich Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke, die von niedrigen fixen, aber hohen variablen Kosten geprägt sind, effizient, wenn wenige Betriebsstunden anfallen, da die Einspeisung zu Zeiten höherer Börsenstrompreise erfolgt. Die Einspeisung erneuerbarer Energien führt hingegen zu einer Verdrängung der konventionellen Kraftwerke. So vermindert die erhöhte Einspeisung von Fotovoltaikanlagen mittags den Einsatz von Spitzenlastkraftwerken. Konventionelle Kraftwerke werden aus dem Markt gedrängt. Dennoch muss, bedingt durch die unstete Verfügbarkeit erneuerbarer Energien, die konventionelle Erzeugerleistung vorgehalten werden, um bei einem Engpass einspringen zu können. Die vorgenannte Entwicklung führt in erheblichen Maßen zu Unsicherheiten hinsichtlich geplanter Investitionen und stellt den Fortbestand bestehender Kraftwerke auf den Prüfstand. Perfiderweise obliegt die Entscheidung zur endgültigen Stilllegung eines Kraftwerks nicht dessen Eigentümern, sondern der Genehmigung der BNetzA. In Hinblick auf die Versorgungssicherheit kann der Weiterbetrieb der Anlagen behördlich festgelegt werden. Bezüglich der Versorgungssicherheit ist dies einerseits natürlich zu befürworten, andererseits stellt dies jedoch einen harten Eingriff in die Eigentumsrechte der Kraftwerksbesitzer dar. So wurden von der BNetzA Stilllegungsanträge des Energieversorgers EnBW abgelehnt. Die betroffenen drei Kraftwerke müssen weiterhin bis mindestens Juni 2016 betrieben werden.<sup>92</sup> Einzig die bis 2022 sukzessiv wegfallende Erzeugungsleistung aus Atomkraftwerken wird auf dem Erzeugungsmarkt, in Ab-

---

<sup>92</sup> Rosenberger, W.: Weil Verlustgeschäft – EnBW will weitere Kraftwerke abschalten (2014). Abgerufen unter: <http://www.stuttgarter-nachrichten.de>. Abgerufen am 01.08.2014.

hängigkeit der bis dahin zugebauten Leistung von EE-Anlagen, zu einer kurzfristigen Entspannung führen.<sup>93</sup>

Ein weiteres Überangebot an Erzeugungsleistung ist laut BNetzA zu erwarten. Laut Monitoringbericht 2013 „befinden sich bundesweit 10.898 MW an dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten in Bau, die nach Unternehmensplanungen bis 2016 fertiggestellt sind. Demgegenüber planen die Unternehmen bis 2018 einen Rückbau von bis zu 9.941 MW, woraus sich bundesweit ein positiver Saldo von 957 MW zum 31. Dezember 2018 ergeben kann.“<sup>94</sup>

Angesichts dieser Entwicklung bestehen berechtigte Zweifel, ob das derzeitige Strommarktdesign hinsichtlich eines ausreichenden Maßes an Versorgungssicherheit noch ausreicht. Anpassungen in Richtung eines Kapazitätsmarktes sollten zumindest gebietsweise fokussiert werden. Ebenso wirft die Betrachtung der Strompreisfindung die Frage auf, inwieweit Eigenerzeugung gegenüber Fremdbezug noch nennenswerte Vorteile besitzt.

### **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien**

Angesichts der vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien in Verbindung mit ihren äußerst geringen Grenzkosten stellt sich die Frage, warum Stadtwerke nur zögerlich in ein Anlagenportfolio aus EE-Anlagen investieren.

Immerhin 16 Mrd. Euro wollen Stadtwerke sowie regionale Versorger im Rahmen der Energiewende im Zeitraum von 2012 bis 2020 für erneuerbare Energien aufwenden.<sup>95</sup>

Ein Blick auf die spezifischen Stromgestehungskosten<sup>96</sup> (siehe nachfolgende Abbildung 13) zeigt, dass EE-Anlagen aufgrund höherer Investitionskosten gegenüber konventionellen Anlagen derzeit noch wenig wettbewerbsfähig sind.

Die Förderung über die EEG-Anlage ist daher grundsätzlich zu begrüßen. Schließlich trägt sie dazu bei, die volkswirtschaftliche Abhängigkeit importierter Brennstoffe und damit

---

<sup>93</sup> Bruttoleistung deutscher KKW: 12.696 MWe. Erzeugte Strommenge 2013: 97,289 Milliarden kWh (brutto). Stand: 29.01.2014. Datenquelle: INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH: Kernkraftwerke in Deutschland. Abgerufen unter <http://www.kernenergie.de>. Abgerufen am 27.10.2014.

<sup>94</sup> BNetzA: Monitoringbericht 2013. S. 17.

<sup>95</sup> Statista GmbH: Geplante Investitionen der Stadtwerke und regionalen Energieversorger im Rahmen der Energiewende im Zeitraum von 2012 bis 2020 (in Milliarden Euro). 2014. Abgerufen unter <http://de.statista.com>. Abgerufen am 28.07.2014.

<sup>96</sup> Stromgestehungskosten: Kosten, die für die Energieumwandlung in elektrischen Strom notwendig sind; umfassen Kapitalkosten, Betriebskosten, Brennstoffkosten sowie Kapitalverzinsung.

auch Preisschwankungen zu verringern. Ebenso wird die Wertschöpfung der heimischen Industrie unterstützt. Laut Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. trugen bereits im Jahr 2009 „die Erneuerbaren in Höhe von 6,7 Mrd. Euro zur kommunalen Wertschöpfung bei. Für das Jahr 2020 wird sich dieser Betrag noch einmal verdoppeln.“

Aufgrund des massiven Anlagenzubaus wurden die EEG-Fördersätze gemindert bzw. an die Höhe der zugebauten Leistung gekoppelt, wodurch sich die Rentabilität der Anlagen mit Fortschreiten der Energiewende verringert. Der Gesetzgeber zielt auf eine Kompensation der gesunkenen Förderung durch stete Verringerung der Anschaffungskosten aufgrund technologischer Weiterentwicklungen ab.

Überdies sind kleinere EVU kaum in der Lage, die Anlagen in Eigenregie zu konzipieren sowie zu finanzieren. Zudem reicht das Engagement zum mengenmäßigen Produktionsausgleich konventioneller Anlagen aus.

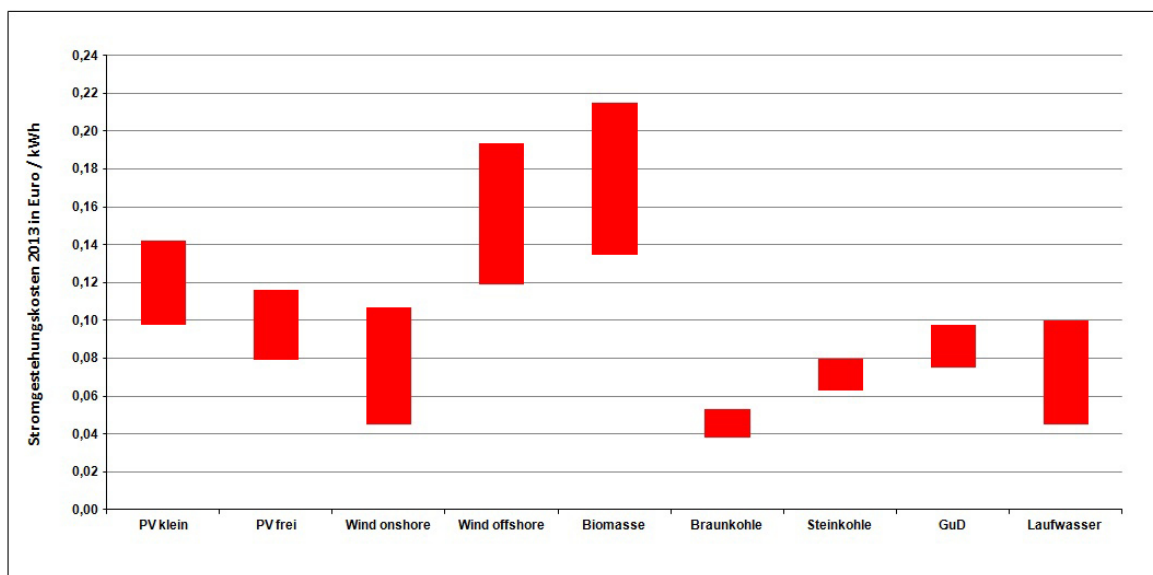


Abbildung 13: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke in Deutschland (2013)<sup>97</sup>

Bezogen auf die vorherige Abbildung 12 in Verbindung mit der Studie des Fraunhofer ISE, liegen den ermittelten Kostenbändern der jeweiligen Erzeugungsart folgende Annahmen zugrunde, die gleichzeitig auch für die Investitionsentscheidungen der EVU gelten:

<sup>97</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (2014). Abgerufen unter <http://www.ise.fraunhofer.de>. S. 2 f. Abgerufen am 28.08.2014.

#### Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen klein und PV frei):

- „PV-Anlagen erzielen je nach Anlagentyp (Freifläche oder kleine Dachanlage) und Einstrahlung (1000 bis 1200 kWh/m<sup>2</sup>a GHI in Deutschland) Stromgestehungskosten zwischen 0,078 und 0,142 Euro/kWh im dritten Quartal 2013. Die spezifischen Anlagenkosten liegen dabei im Bereich von 1000 bis 1800 Euro/kWp. Die Stromgestehungskosten für alle PV-Anlagentypen haben damit den Anschluss an die Kosten der anderen Stromerzeugungstechnologien erreicht“<sup>98</sup>. Daraus folgt, dass die erzielbare Strommenge stark standortabhängig ist.

#### Windanlagen onshore:

- Bei 1.300 – 2.700 VLS/a liegen die Stromgestehungskosten bei 0,045 – 0,107 Euro/kWh.
- Investitionskosten betragen 1.000 – 1.800 Euro/kW.
- Die erzielbare Stromproduktion ist stark standortabhängig.

#### Windanlagen offshore:

- Bei 2.800 – 4.000 VLS/a liegen die Stromgestehungskosten bei 0,119 – 0,194 Euro/kWh.
- Offshore-Anlagen weisen höhere Installations-, Betriebs- und Finanzierungskosten auf, die Investitionskosten betragen 3.400 – 4.500 Euro/kW.

#### Biogasanlagen:

- Bei 6.000 – 8.000 VLS/a liegen die Stromgestehungskosten bei 0,135 – 0,215 Euro/kWh.
- Investitionskosten betragen 3000 – 5000 Euro/kW.

#### Kohlekraftwerke:

- Bei 6.600 – 7.600 VLS/a für Braunkohlekraftwerke (BKKW) und 5.500 – 6.500 VLS/a bei Steinkohlekraftwerken (SKKW) liegen die Stromgestehungskosten bei 0,038 – 0,053 Euro/kWh (BKKW) und 0,063 – 0,080 Euro/kWh (SKKW).
- Produktionskosten steigen aufgrund zukünftiger Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

---

<sup>98</sup> Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (2014). Abgerufen unter <http://www.ise.fraunhofer.de>. S. 2 f. Abgerufen am 28.08.2014.

- Geplante Aufhebung der EEG-Befreiung des Eigenstromverbrauches der Braun- und Steinkohletagebaue erhöht deren Förderkosten, wodurch steigende Bezugskosten für Brennstoffe zu erwarten sind.

Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerk):

- Bei 3.000 – 4.000 VLS/a liegen die Stromgestehungskosten bei 0,075 – 0,098 Cent/kWh.

All diese Fakten müssen bei Investitionsplanungen neben weiteren tiefgründigen Untersuchungen hinsichtlich des Standorts, der benötigten Technologie, Lebensdauer der Anlage, Finanzierungsbedingungen sowie spezifischer Bedürfnisse zwingend in den Entscheidungsprozess einfließen. Kurzum, die Komplexität der Anlagen erfordert für den erfolgreichen Betrieb die Aneignung von Spezialwissen. Zudem sinken die Anlagenpreise für EE-Anlagen kontinuierlich, während die Kosten für konventionelle Stromerzeugung steigen. Dadurch können bereits jetzt einzelne Anlagen mit GuD-Kraftwerken konkurrieren. Dieser Trend wird bis 2020 gleiche Stromgestehungskosten von Onshore-WKA an windreichen Standorten gegenüber BKKW bewirken sowie bis 2030 „[...] die Erzeugungskosten je nach Standort und Windangebot auf Werte zwischen 0,096 und 0,151 Euro/kWh absinken“<sup>99</sup> lassen. Daraus folgt, dass die Kosten der Stromerzeugung perspektivisch gegenüber dem heutigen Niveau ansteigen sowie konventionelle Anlagen mit niedrigeren Erzeugungskosten gegenüber erneuerbaren Energien sukzessive aufgrund des steigenden Angebots aus dem Markt gedrängt werden.

In diesem Zusammenhang erweist sich nicht die schon derzeit verfügbare Technologie als problematisch, sondern vielmehr stößt der weitere Ausbau aufgrund des hohen Platzbedarfs an seine Grenzen. Gesetzlich festgelegte Abstände von Wind- und Biomasseanlagen von Wohn- und Naturschutzgebieten verringern nämlich die Anzahl der optimal geeigneten Flächen, wodurch die Grundstückserwerbskosten steigen. Auch die Akzeptanz der Bevölkerung ist eher verhalten bzw. vielfach als kritisch zu bezeichnen.

Den vorgenannten Risiken bei der Entwicklung von EE-Anlagen können die EVU mit Kooperationsmöglichkeiten begegnen. Mithilfe von Gemeinschaftsunternehmen können mehrere EVU gemeinsam in überregionale Erzeugungsprojekte investieren. Die Bünde-

---

<sup>99</sup> Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (2014). Abgerufen unter <http://www.ise.fraunhofer.de>. S. 4. Abgerufen am 28.08.2014.

lung von Know-how und Kapital sowie die Verteilung der Investitionskosten mindert Risiken und verspricht nicht nur einen besseren Zugang zu Projekten, sondern auch eine kosteneffiziente Umsetzung. Klumpenrisiken, von denen kleine Stadtwerke bei eigenen Projekten betroffen wären, werden minimiert.

Vor diesem Hintergrund stellt sich dennoch unweigerlich die Frage, inwieweit die Stromproduktion mittels Kleinst- und Kleinanlagen billiger erfolgen kann, als dies Großkraftwerke mit der Erzielung positiver Skaleneffekte aufgrund hoher Strommengen können. Die Koordinierung von hunderttausenden Anlagen kann nur durch den Markt und dessen Preissignale erfolgen. Somit bleibt zu bezweifeln, ob das neue Stromsystem der Energiewende den Strom billiger herstellen wird als das vorherige System zentraler Großkraftwerke.

### **2.2.2 Geschäftsfeld Vertrieb**

Die vertrieblichen Aktivitäten der EVU entwickeln sich fortdauernd zu einem komplexer werdenden Geschäft. Das liegt u. a. an dem liberalisierungsbedingt gestiegenen Wettbewerb. Lokal, regional und bundesweit über mehrere Kanäle angebotene Strom- und Gasprodukte verändern den Kundenbestand und wirken sich auf das Absatzportfolio aus. Schwer kalkulierbare Marktparameter führen zu sinkenden Margen. Gerade dadurch bietet sich jedoch die Möglichkeit, die Beschaffungs- und Vertriebsportfolios zu optimieren. Das Austarieren einer zielgerichteten Strategie, mit deren Hilfe sich Marktanteile sowie Margen verteidigen oder erhöhen lassen, ist unerlässlich. Strom- und Gasabsatz stehen für den höchsten Umsatzanteil der Versorger. Weitere Medienlieferungen wie Fernwärme oder Trinkwasser sind an dieser Stelle zu vernachlässigen.

Die zentrale Aufgabe des Vertriebes ist die Generierung von Umsätzen mit Deckungsbeiträgen. Die Vertriebsstrategie der EVU ist dabei hinsichtlich der Kundensegmente (siehe Tabelle 1) annähernd gleich und an diesen ausgerichtet.



Kundensegment	Haushaltskunden	Geschäfts- u. Gewerbekunden	Industriekunden
Verbrauchsklassen	Strom: < 30 MWh Gas: < 300 MWh	Strom: 30 – 1.000 MWh Gas: 300 – 10.000 MWh	Strom: > 1.000 MWh Gas: > 10.000 MWh
Stromabsatz (% Gesamtmarkt)	26 %	24 %	50 %
Gasabsatz (% Gesamtmarkt)	26 %	17 %	57 %
Letztverbraucher (Zählpunkte) <sup>100</sup>	Strom: 45,72 Mio. Gas: 13,5 Mio.	Strom: 3,04 Mio. Gas: 155.500	

Tabelle 1: Überblick Kundensegmente (2011)<sup>101</sup>

Ein Großteil der Stadtwerke ist im jeweiligen Gemeindegebiet Grundversorger.<sup>102</sup> Die Grundversorgereigenschaft führt zu automatischen Kundengewinnen, denn sobald ein Kunde seinen Liefervertrag mit einem anderen Lieferanten kündigt und zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Kündigung keine Anmeldung eines neuen Lieferanten erfolgt, teilt der Netzbetreiber den Kunden automatisch dem zuständigen Grundversorger zu, der die Belieferung mit Gas oder Strom vornehmen muss. Genaue Prozessabläufe dazu wurden seitens der Bundesnetzagentur in den Festlegungen zu den Geschäftsprozessen zur Belieferung von Kunden mit Elektrizität (GPKE) sowie zu den Geschäftsprozessen Lieferantenwechsel Gas (GeLiGAS) geregelt. Mit diesen Beschlüssen reguliert die Behörde alle damit im Zusammenhang stehenden richtlinienkonformen Geschäftsprozesse, die als Marktkommunikation<sup>103</sup> bezeichnet werden.

Die Grundversorgung weist, aufgrund kurzer Kündigungsfristen gegenüber Energielieferungen im Rahmen von Sonderverträgen, eine differenzierte Beschaffungsstrategie auf. Hierin begründen sich auch die spezifisch höheren Preise. 2012 wurden 36,7 Prozent der

<sup>100</sup> Ein Zählpunkt dient der eindeutigen Kennzeichnung einer Lieferstelle.

<sup>101</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an BDEW In: Bundesnetzagentur (Hrsg.): Monitoringbericht 2013. Netzstrukturdaten. Abgerufen unter <http://www.bundesnetzagentur.de>. S. 23, 226. Abgerufen am: 05.09.2014.

<sup>102</sup> Der Verteilnetzbetreiber bestimmt alle 3 Jahre dasjenige Unternehmen zum Grundversorger, welches die meisten Haushaltskunden jeweils mit Strom bzw. Erdgas beliefert. Siehe dazu § 36 Abs. 1 S. 1 EnWG.

<sup>103</sup> Elektronische Kommunikationsprozesse, die einheitlichen Informationsaustausch zwischen Netzbetreiber und Lieferant ermöglichen.

Stromhaushaltskunden in Grundversorgungstarifen abgerechnet.<sup>104</sup> Im Gasbereich waren es 26,9 Prozent. Aufgrund der Belieferungspflicht nimmt der Gesetzgeber Einfluss, um Preistransparenz und Gleichbehandlung zu gewährleisten.

Der Marktanteil der etablierten EVU liegt trotz zunehmenden Wettbewerbs bei 70 – 80 Prozent. Das lässt vermuten, dass die Liberalisierungsauswirkungen relativ gering bzw. beherrschbar sind. Doch diese Annahme ist falsch. Besonders Kunden mit hohen Verbräuchen sind preissensibel und daher eher bereit, ihren Anbieter zu wechseln. So befinden sich immerhin 58,6 Prozent der Industrie- und Gewerbekunden nicht in Belieferung des örtlichen Grundversorgers.<sup>105</sup>

Laut Angaben des BDEW wechselten seit der Liberalisierung 35,1 Prozent der Haushalte ihren Stromanbieter sowie 27,1 Prozent den Gasanbieter. Die positive Wirkung des Wettbewerbs zeigt sich auch anhand der Zahl der verfügbaren Energielieferanten pro Netzgebiet. Im Jahr 2012 konnten Letztverbraucher, bei steigender Tendenz, zwischen durchschnittlich 88 Stromanbietern auswählen.<sup>106</sup> In einzelnen Netzgebieten, vor allem in Städten, sind wesentlich mehr Lieferanten tätig. Ähnlich verhält es sich im Gasmarkt. Steigende Energiepreise erhöhen die Sensibilität der Verbraucher: Die Wechselquoten steigen kontinuierlich an. Die EVU reagieren mit einer Ausweitung des Vertriebsgebiets. Dabei ist deutschlandweiter Strom- und Erdgasvertrieb aus mehreren Gründen nicht zu empfehlen. Die hohe Anzahl an VNB (888 VNB Strom, 728 VNB Gas, Stand: 29.01.2014) führt zu einer entsprechend hohen Anzahl an unterschiedlichen Netzentgelten. Diese machen knapp 25 Prozent des Strompreises sowie knapp 20 Prozent des Gaspreises aus. Die Höhe der Netzentgelte bestimmt also maßgeblich den jeweiligen Angebotspreis. Die Kalkulation ist somit einerseits personalintensiv, andererseits bedarf sie ständiger Überwachung und Datenpflege. Weiterhin müssen die Preise der Netznutzungsentgelte zwingend im Datensystem des Energielieferanten hinterlegt sein, um eine reibungslose Abwicklung und automatische Prüfung der elektronisch versendeten Netznutzungsrechnungen zu gewährleisten. Ferner ist mit jedem VNB vor Belieferung des ersten Kunden ein Lieferantenrahmenvertrag zu schließen. Aus diesen Gründen ist die Belieferung erst ab einer bestimmten Absatzmenge rentabel.

Prinzipiell zielen die Vertriebsaktivitäten auf die Generierung positiver Ergebnisbeiträge je Kilowattstunde ab. Nachfolgend wird anhand einer Strompreisanalyse der dafür zur Ver-

---

<sup>104</sup> Vgl. BNetzA (Hrsg.): Monitoringbericht 2013. S. 21.

<sup>105</sup> Vgl. ebd. S. 21.

<sup>106</sup> Vgl. ebd. S. 20.

fügung stehende Korridor bestimmt. Ausgangsbasis hierfür ist der nach Angaben des BDEW durchschnittliche Haushaltskundenstrompreis von 29,13 Cent/kWh.

#### Haushaltsstrompreis bei 3.500 kWh/a

Durchschnittspreis: 29,13 Cent/kWh

Bestandteile in Cent/kWh:

		%	
2,05	Stromsteuer	7,0%	52,4 % für Steuern, Abgaben, Umlagen
0,009	§19 StromNEV-Umlage	0,0%	
0,25	Offshore-Haftungsumlage	0,9%	
0,092	abLA-Umlage	0,3%	
0,178	KWK-Aufschlag	0,6%	
6,24	EEG-Umlage	21,4%	
1,79	Konzessionsabgabe	6,1%	22,5 % Regulierte Netzentgelte
4,65	MwSt.	16,0%	
5,94	regulierte Netzentgelte	20,4%	25,1 % marktlich bestimmt
0,62	marktliche Netzentgelte	2,1%	
<b>7,311</b>	<b>Energiebeschaffung, Vertrieb</b>	<b>25,1%</b>	

Abbildung 14: Strompreisbestandteile<sup>107</sup>

Strompreise an der EEX<sup>108</sup>:

Durchschnittswert 2013: 4,967 Cent/kWh (Grundlaststrom – Jahresfuture Baseload rollierend)

3,908 Cent/kWh (Spitzenlaststrom – Jahresfuture Peakload rollierend)

Durchschnittswert 2014:<sup>109</sup> 4,537 Cent/kWh (Grundlaststrom – Jahresfuture Baseload rollierend)

3,543 Cent/kWh (Spitzenlaststrom – Jahresfuture Peakload rollierend)

Der verbleibende, vom EVU beeinflussbare Bestandteil abzüglich Steuern, Umlagen, Abgaben sowie Netzentgelten beträgt demnach 2,344 – 3,403 Cent pro kWh im Jahr 2013 oder 2,774 – 3,768 Cent pro kWh im Jahr 2014.

<sup>107</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an BDEW (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 (2014). Angenommener Jahresverbrauch von 3.500 kWh. Abgerufen unter <http://bdew.de>. Abgerufen am 10.08.2014.

<sup>108</sup> Vgl. EEX. In: BDEW (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 (2014). Abgerufen unter <http://bdew.de>. S. 31. Abgerufen am 10.08.2014.

<sup>109</sup> Zeitraum 01.01.2014 bis 03.06.2014.

Hiervon müssen sämtliche Kosten gedeckt sowie Gewinne erzielt werden. In der Praxis dürfte jedoch aufgrund von weiteren Kosten insbesondere zur Neukundengewinnung weniger verbleiben. Außerdem wird zur Umsetzung einer strukturierten Beschaffungsstrategie auf unterschiedliche Standardstromhandelsprodukte zu variablen Zeitpunkten zur Deckung des prognostizierten Strombedarfs zurückgegriffen (siehe Strompreisentwicklung, Kapitel 2.1.3). Der durchschnittliche Strompreis für Industriekunden bei einem unterstellten Jahresverbrauch von 160 – 20.000 MWh bewegt sich im gleichen Rahmen. Der vom EVU beeinflussbare Preisbestandteil (vor Beschaffung) liegt mit 7,00 Cent pro kWh nur wesentlich geringer.<sup>110</sup>

Aus dieser Betrachtung zeigt sich, dass selbst unter Annahme günstigster Beschaffungsmöglichkeiten sowie Ausklammerung der Selbstkosten die Gewinnmarge eine erhebliche Deckelung aufweist. Natürlich sind in der Praxis unterschiedliche Kalkulationsmethoden sowie ein Produktmix vorhanden. Dennoch sind die Aussichten für kommunal geprägte EVU, bei Berücksichtigung der hohen Personalkosten, mit Stromvertrieb nachhaltige Gewinne zu erzielen, stark beschränkt. Die Situation im Gassektor ist dem gleichzusetzen. Die Praxis zeigt ferner, dass im Großkundensegment der Wettbewerbsdruck dritter Händler unvermindert zunimmt. Ausschreibungen von Energiemengen erfolgen zunehmend über Internetplattformen. Unabhängige Anbieter haben sich etabliert. Zur Neukundenakquise bieten Wettbewerber Verkaufspreise an, die zum Teil unter aktuellen Marktpreisen liegen. Zudem können Angebote deutschlandweit innerhalb kürzester Zeit eingeholt werden. Die Vertriebsmargen aller EVU verringern sich.

Derzeit ist ein Trend zur Eigenbeschaffung bei stromintensiven Großunternehmen zu verzeichnen. Beispielsweise bündelt der Volkswagen Konzern die weltweite Energieversorgung seiner Werke über die Volkswagen Kraftwerke GmbH. Diversifizierte Energiebeschaffung durch (kommunale) EVU entfällt. Ebenso bedienen sich große Handelsgesellschaften mit unzähligen Verkaufsfilialen der Plattformbeschaffung oder gründen gar eigene EVU, die, ab Gründung, aufgrund hoher Absatzmengen sofort mühelos die „kritische Masse“ überwinden und profitabel sind. Die Eigenbeschaffung großer Unternehmen ist letztlich auch auf erleichterten Marktzugang über Energiebörsen zurückzuführen. Der zusätzlich erzeugte Wettbewerbsdruck wirkt sich auf die Vertragsgestaltung aller EVU aus. So schließen Großkunden in der Regel Einjahresverträge ab, sodass Vertragsverhand-

---

<sup>110</sup> Mittelspannungsseitige Versorgung: Abnahme 100 kW/ 1.600h bis 4.000 kW/ 5.000h. Datenquelle: BDEW (Hrsg.): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 (2014). Abgerufen unter <http://bdew.de>. S. 15. Abgerufen am 10.08.2014.

lungen in kürzeren Intervallen zu führen sind. Ein Rückgang an Planungssicherheit über zukünftige Absatzportfolios schürt weitere Unsicherheit.

Die in Kapitel 2.1.3 dargestellte Preisentwicklung birgt hohes Potenzial zur Margensicherung. Ein großer Teil der zukünftigen Strombeschaffung kann bereits jetzt für die Jahre bis 2020 erfolgen. Es ergibt sich somit ein langfristig gesicherter, niedriger Preis. Ein weiteres Absinken der Preise ist in Hinblick auf die spezifischen Stromgestehungskosten nicht zu erwarten.

### **2.2.3 Geschäftsfeld Netzbetrieb**

Die zuverlässige Versorgung mit Strom und Gas ist oberste Prämisse des Netzbetreibers. Der Betreiber der Energieversorgungsnetze strebt dabei eine möglichst effiziente Durchleitung dieser Medien an. Aufgrund der Energiewende tritt die reine Weiterleitung von Strom und Gas an Letztverbraucher in den Hintergrund. Die VNB sind zunehmend für die Integration von EE-Anlagen sowie zur Aufnahme der eingespeisten Mengen zuständig. Neben der Lastflusssteuerung muss jederzeit durch geeignete Maßnahmen eine Balance zwischen Energieentnahme und -einspeisung gewährleistet sein. Großflächige Versorgungsengpässe mit wirtschaftlich erheblichen Auswirkungen auf die Versorgung der Kunden sollen vermieden werden.

Verteilnetzbetreiber sind typischerweise Bestandteil eines lokalen oder regionalen EVU bzw. eines Stadtwerks oder einem der „großen Vier“ zuzurechnen. Im Strombereich wird die Struktur der VNB von kleinen Unternehmen mit wenigen Lieferstellen dominiert (siehe nachfolgende Abbildung 15). Der Markt ist folglich stark regional geprägt, mehr als drei Viertel aller Unternehmen versorgen weniger als 30.000 Zählpunkte.

Der Gesetzgeber greift, wie bereits in Kapitel 2.1.3 aufgeführt, auf vielfältige Art und Weise in die Geschäftstätigkeit ein. So stellt er weitere Anforderungen hinsichtlich des Markenauftrittes sowie des Kommunikationsverhaltens der Netzbetreiber. Beide müssen eine Verwechslung zwischen Netzbetreiber und den Vertriebsaktivitäten des EVU ausschließen. Des Weiteren müssen getrennte Tätigkeitsberichte, jeweils für Strom und Erdgas, angefertigt werden. Wirtschaftlich sensible Informationen, wie beispielsweise Anschlussleistung des Kunden, entnommene Energiemengen oder Eigentumsverhältnisse der Lieferstellen, dürfen nicht zum Vorteil der vertrieblichen Seite des EVU genutzt werden. Dadurch sollen ein diskriminierungsfreier Netzzugang sowie gleiche Wettbewerbsbedingungen sichergestellt werden.

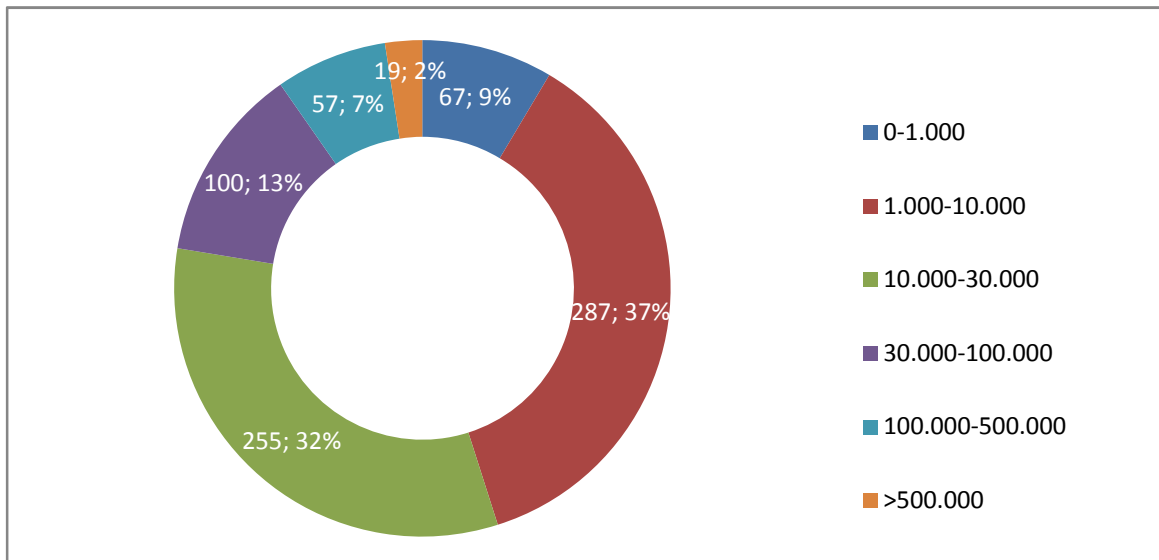


Abbildung 15: Stromnetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte<sup>111</sup>

Um diese Vorgaben einzuhalten, ist es gängige Praxis (auch bei weniger als 100.000 Entnahmestellen), das Netz an eine Tochtergesellschaft zu verpachten. Dienstleistungsverträge regeln anschließend die Zuständigkeiten des kaufmännischen sowie technischen Netzbetriebs. Die BNetzA überwacht die Höhe der Pachtentgelte. Sie fließen in die Berechnung der dem Netzbetreiber zugestandenem Erlösbergrenze ein. Eigentumsrechte am physischen Netz bleiben im Mutterunternehmen. Ebenso bewirbt sich das vertikal integrierte EVU um die Konzessionen zum Betrieb der Energienetze.<sup>112</sup> Mitarbeiter, die den technischen Netzbetrieb verantworten, werden häufig durch Betriebsübergang auf die Netzgesellschaft verschmolzen. Weitere personelle, operative, buchhalterische, beschaffungs- und abrechnungsrelevante Aufgaben können im Mutterunternehmen verbleiben. Hierfür bedient man sich der Einrichtung von Shared-Service-Abteilungen, die anschließend diese Aufgabe für die Tochter erbringen sowie erbrachte Leistungen nach internen Dienstleistungsverträgen abrechnen.

Jedes EVU muss für die Inanspruchnahme der Durchleitung von Strom oder Gas durch die Netze eines Netzbetreibers Netzentgelte zahlen. Neben der Nutzung des Stromnetzes werden Netzentgelte zur Kostendeckung von Messstellenbetrieb<sup>113</sup>, Messung sowie Abrechnung der Energiemengen erhoben. Netzentgelte sind wesentlicher Bestandteil des

<sup>111</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an Monitoringbericht 2013 der BNetzA (2014). S. 25.

<sup>112</sup> Konzessionen räumen das Recht ein, für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom, Gas und Wasser dienen, öffentliche Wege zu nutzen. Siehe weiterführend dazu Konzessionsabgabenverordnung (KAV).

<sup>113</sup> Einbau, Wartung, Betrieb der Messeinrichtung (Zähler).

Strom- und Erdgaspreises: Rund 22 Prozent des Strompreises entfallen bei Haushaltskunden laut Monitoringbericht der BNetzA auf Netzentgelte, bei Industriekunden sind es 10 Prozent. Im Gassektor werden für Haushaltskunden ca. 20 Prozent und für Industriekunden ca. 7,5 Prozent fällig. Zu beachten ist, dass die Netzentgelte je nach Entnahmeebene (Strom: Nieder-, Mittel-, Hochspannung bzw. Gas: Nieder-, Mittel-, Hochdruck) variieren. Daneben ist der Netzbetreiber zur Abrechnung, Vereinnahmung sowie teilweise Vergütung weiterer Preisbestandteile gegenüber seiner Transportkunden (gemeint sind Strom- und Erdgaslieferanten) verpflichtet:

- Konzessionsabgaben an die jeweilige Kommune<sup>114</sup>
- Kosten nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz<sup>115</sup>
- Kosten nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung<sup>116</sup>
- Kosten laut Offshore-Haftungsumlage<sup>117</sup>
- Kosten zum Erwerb von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten<sup>118</sup>
- Kosten für Blindstrommehrinanspruchnahme (betrifft nur Großabnehmer)<sup>119</sup>

Eng miteinander verknüpft, obliegt den Netzbetreibern neben der technischen Führung des Netzes vor allem das Datenmanagement über Lastgänge, Stammdatenübermittlung, Messwertübermittlung, Lieferantenwechselmanagement sowie die Bilanzierung von Energiemengen. Diese arbeits- und wissensintensiven Dienstleistungen erfordern moderne IT-Systeme. Ferner müssen gesetzlich festgelegte Prozesse zur fristgerechten Datenübermittlung gewahrt werden. Hieraus erklärt sich, neben hohen Kapitalkosten, der kostspielige Netzbetrieb.

Eine weitere Aufgabe der VNB ist die Beschaffung von Verlustenergie zum Ausgleich physikalisch bedingter Leitungsverluste, die bei Transport, Feinverteilung sowie Umspannung anfallen. Die BNetzA legt auch in diesem Bereich die Rahmenbedingungen sowie das Verfahren zur Bestimmung der Verluste fest. Die VNB sind zu einer langfristigen Prognose der anfallenden Verluste gezwungen und müssen diese Beschaffungsmenge ausschreiben. Die Deckung kurzfristiger Verlustenergiemengen stellt eine Dienstleistung dar, die von Stromlieferanten ausgeführt wird, aber auch ausgeschrieben werden muss.

---

<sup>114</sup> Vgl. § 4 Konzessionsabgabenverordnung.

<sup>115</sup> Vgl. § 9 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung.

<sup>116</sup> Vgl. § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung.

<sup>117</sup> Vgl. § 17f EnWG.

<sup>118</sup> Vgl. § 18 Verordnung zu abschaltbaren Lasten.

<sup>119</sup> Bei Kleinverbrauchern sind die durch Blindleistungskompensation verursachten Leitungsverluste (in Form von Verlustwärme) Bestandteil der Netznutzungsentgelte. Siehe dazu § 10 Stromnetzentgeltverordnung.

Alternativ lässt die Behörde die eigenständige Beschaffung über Strombörsen zu. Generell sind die VNB gemäß Stromnetzzugangsverordnung zu einer transparenten, diskriminierungsfreien sowie marktorientierten Beschaffung verpflichtet. Weiterhin ist ein Bilanzkreis ausschließlich zum Ausgleich von Verlustenergie zu führen.

Eine weitere Besonderheit tritt bei den Netzentgelten auf. Die Höhe der Netzentgelte ist abhängig von der jeweiligen Netzstruktur. Die Energiewende fördert dezentrale Erzeugungsstrukturen. Weniger Energie wird zukünftig aufgrund von Eigenverbrauch durch die Netze fließen. Geplante Einsparziele der Bundesregierung verstärken diese Entwicklung. Dies führt zu rückläufigen Umsatzerlösen der Netzbetreiber. Infolgedessen erhöht sich das regional spezifische Netzentgelt pro Kilowattstunde. Dieser Trend ist bereits bei ostdeutschen Netzbetreibern deutlich wahrzunehmen: Bevölkerungsrückgang in ohnehin teils dünn besiedelten Gebieten in Verbindung mit schwacher industrieller Nachfrage sollte eigentlich einen Rückbau der Netze zur Folge haben. Das Gegenteil ist jedoch der Fall. Infolge des in eben diesen Gebieten vorhandenen Flächenangebots werden vermehrt EE-Anlagen errichtet, deren erzeugte Strommenge über der lokalen Nachfrage liegt. Somit müssen die Netze erweitert werden, um den überschüssigen Strom in benachbarte Netze ableiten zu können. Diese zusätzlichen Aufwendungen werden über die Netznutzungsentgelte umgelegt. Regionen, die sich für eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien einsetzen, werden daher zusätzlich mit vergleichbar höheren Entgelten belastet. Zudem bedingt die vermehrte Integration erneuerbarer Energien (besonders in Ostdeutschland), einhergehend mit minder regelbaren konventionellen Erzeugungsanlagen (besonders Kohlekraftwerke in den Tagebaurevieren in Südbrandenburg und Sachsen), überdurchschnittlich viele Redispatch-Maßnahmen von den Netzbetreibern. Diese Maßnahmen verursachen Kosten, die ebenfalls auf die Netzkunden umgelegt werden, die an das jeweilige Netz angeschlossen sind. Somit werden die Netzausbaukosten, im Gegensatz zu den Kosten zur Förderung der erneuerbaren Energien mittels EEG, nicht bundesweit einheitlich, sondern regional begrenzt umgelegt, obwohl der Ausbau der EE-Anlagen eine Anpassung der Netze induziert. Letztlich trägt die fehlende Beteiligung der Erzeuger an den Kosten zu einer ineffektiven Standortwahl bei, wodurch erst recht unverhältnismäßiger Netzausbaubedarf entsteht. In den nachfolgenden Abbildungen 15 und 16 sind jeweils die regional unterschiedlich stark ausgeprägten Netzentgelte dargestellt. In den Verbrauchszentren, oftmals Städte sowie stark urbanisierte Räume in Westdeutschland, sind die



Netzentgelte relativ geringer (siehe Abbildung 17<sup>120</sup>). Die Netzentgelte im Gassektor (siehe Abbildung 16)<sup>121</sup> weisen ebenfalls regionale Unterschiede auf. Preisspreizungen der Netzentgelte von 80 Prozent sind auszumachen.<sup>122</sup>

---

<sup>120</sup> Netznutzungsentgelt für den Transport von 40.000 kWh/a Strom. Quelle: enet GmbH (Hrsg.). Verfügbar unter <http://www.enet.eu>. Abgerufen am 14.09.2014.

<sup>121</sup> Netznutzungsentgelte für den Transport von 200.000 kWh/a Erdgas. Quelle: enet GmbH (Hrsg.). Verfügbar unter <http://www.enet.eu>. Abgerufen 15.09.2014.

<sup>122</sup> Angenommene Transportleistung von 200.000 kWh, geringstes Netzentgelt in Hamburg mit 0,84 Cent/kWh, höchstes Netzentgelt im Saarland mit 1,52 Cent/kWh.

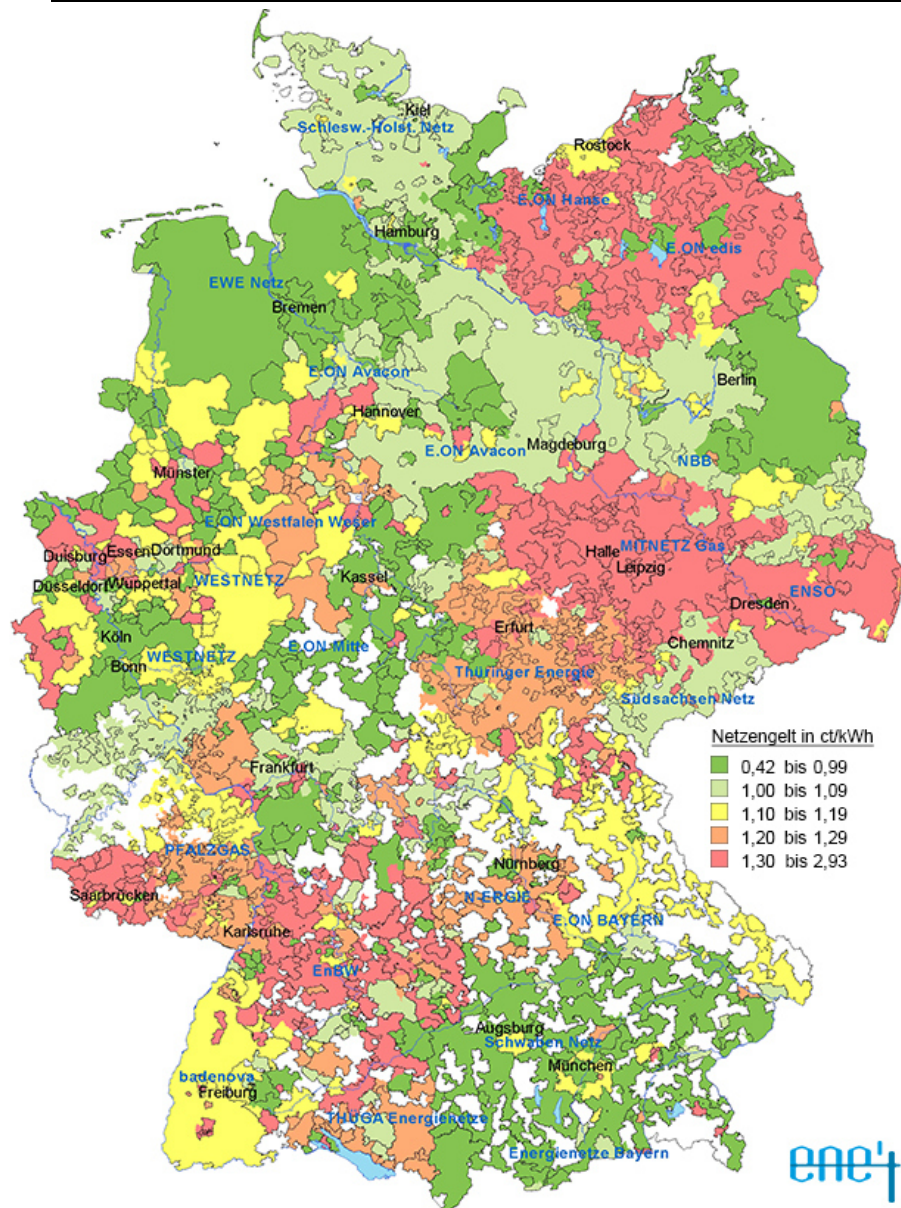


Abbildung 16: Preisniveau Netznutzung Gas (2013)

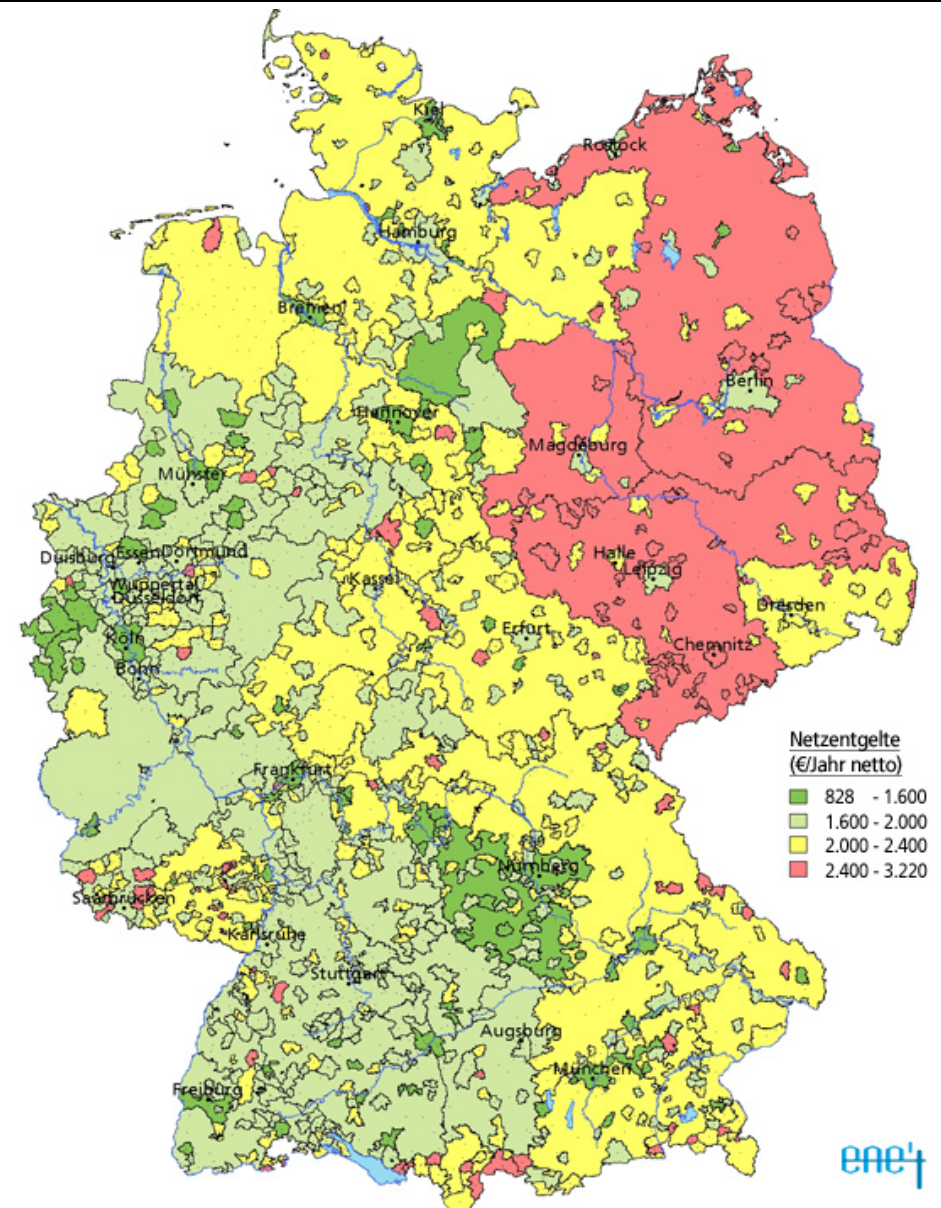


Abbildung 17: Preisniveau Netznutzung Strom (2010)

## **Stromnetzbetrieb**

Der Betrieb des Verteilnetzes ist je nach vorherrschender Siedlungsstruktur im Netzgebiet stark diversifiziert. Besonders im Norden sowie im Osten Deutschlands entsteht durch niedrige Last, Bevölkerungsschwund und stetig steigende Einspeisung erneuerbarer Energien ein Missverhältnis von Stromerzeugung und Stromnachfrage. Die höchste Stromnachfrage tritt in den industrialisierten Verbrauchszentren im Westen (beispielsweise im Ruhrgebiet) und im Südwesten auf. Die spezifische Netzkapazität ist für diese Diskrepanz nicht ausgelegt. Das lokale Auseinanderdriften von Einspeise- mit Lastschwerpunkten erfordert den zügigen Ausbau der Netze sowie die verstärkte Integration innovativer Nachfragesteuerung. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die jederzeit optimale Anpassung der Netze an den Bevölkerungsrückgang. Insbesondere ländliche Regionen in Ostdeutschland sind davon betroffen. Dies führt hauptsächlich zu einer Reduzierung der elektrischen Systembelastung. Der Rückbau von Trafostationen und Neubau mit verringerter Dimension ist notwendig, verlangt aber auch zusätzliche Investitionen. Ferner ist es Aufgabe der VNB, erneuerbare Energieanlagen an das Verteilnetz anzuschließen und den eingespeisten Strom abzunehmen. Dadurch entstehen weitere Kosten. Die Abrechnung der Energiemengen führt zu IT- und Verwaltungsaufwand, der zwar letztlich in die Berechnung der Netznutzungsentgelte einfließt, aber nicht verursacherspezifisch verteilt wird.

Die Versorgungsqualität im Stromsektor ist als sehr zuverlässig einzustufen. Die mittlere, ungeplante Nichtverfügbarkeit der Letztverbraucher in Niederspannung lag 2013 bei 2,47 Minuten.<sup>123</sup> Die Stromnetzbetreiber sind laut § 52 EnWG verpflichtet, alle ungeplanten Versorgungsunterbrechungen der BNetzA zu melden. Aus diesen Meldungen wird ein Durchschnittswert über alle Letztverbraucher ermittelt. „In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Zuständigkeit des Netzbetreibers und aus anderen Netzen rückwirkende Störungen zurückzuführen sind. Die Unterbrechung muss zudem länger als drei Minuten dauern.“<sup>124</sup>

---

<sup>123</sup> Vgl. BNetzA: Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2006-2013. Abgerufen unter <http://www.bundesnetzagentur.de>. Abgerufen am 24.11.2014.

<sup>124</sup> Ebd.

## Gasnetzbetrieb

Der Anschluss der Endverbraucher an das Erdgasverteilnetz erfolgt an verschiedene Druckstufen. Privathaushalte und Kleinverbraucher sind überwiegend an das Niederdrucknetz angeschlossen. Gewerbe und Industrie sowie Kraftwerke werden über Mittel- oder Hochdruckleitungen versorgt. Der Schwerpunkt der Unternehmenstätigkeit liegt entweder auf der Verteilung von Erdgas an Endkunden oder dem Transport von Gas an nachgelagerte Netzbetreiber. Neben der Verteilung erlangen der Anschluss sowie die Einspeisung von Biogasanlagen zunehmende Bedeutung. Die Versorgungsqualität im Gasbereich ist ebenfalls als sehr zuverlässig zu bezeichnen. Die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung lag im Jahr 2013 druckstufenunabhängig bei 0,64 Minuten.<sup>125</sup>

## Entwicklung der Netze zu Smart Grids

Die vorab beschriebene Umstrukturierung der Energieversorgung bringt eine steigende Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen mit sich. Diese müssen in den Netzbetrieb eingebunden werden. Dezentrale Energieversorgung steht für die Versorgung mit elektrischer Energie, die in kleinen Anlagen in Verbrauchernähe erzeugt wird. Die bisher vorherrschende hohe Distanz der Stromübertragung von zentralen Großkraftwerken zu weit entfernten Abnehmern entfällt, Leitungsverluste werden verringert. Die kommunikative Vernetzung und Steuerung der neuen Anlagen, die das Zusammenspiel von Stromerzeugern, -verbrauchern und -speichern verfolgt, wird als intelligentes Stromnetz (engl. smart grid) bezeichnet.

Die Überwachung der miteinander informatorisch verbundenen Bestandteile auf Verteilnetzebene ist eine wichtige Aufgabe der Netzbetreiber. Ein angepasstes Energiemanagement bestimmt zunehmend ihre Tätigkeit. Auf diese Weise kann auf die schwankende Einspeisung aus erneuerbaren Energien reagiert werden. Wichtiges Kommunikationselement sind sogenannte Smart Meter. Diese Geräte sind eine Weiterentwicklung der bisherigen mechanischen Energiezähler. Es handelt sich dabei um digitale Geräte, die neben dem Stromverbrauch noch weitere Parameter wie Frequenz, Spannung, Stromstärke und -ausfälle aufzeichnen. Die Zähler werden in ein Kommunikationsnetz eingebunden und die erhobenen Daten automatisch an den Messstellenbetreiber übertragen. Neben dem

---

<sup>125</sup> Vgl. BNetzA: Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2013. Abgerufen unter <http://www.bundesnetzagentur.de>. Abgerufen am 24.11.2014.

Einsatz dieser Geräte im Stromsektor gibt es weitere Anwendungsmöglichkeiten für den Einsatz im Gas-, Wasser- und Wärmeverbrauch.

Die Weiterleitung der Messinformationen, des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Nutzungszeit an den Energielieferanten eröffnen diesem neue Anreize zur Entwicklung von Tarifmodellen, die an die schwankenden Strompreise angepasst sind.

Die vorgenannte Entwicklung zielt auf eine optimale Auslastung der Netzinfrastruktur ab. Diese ist auf die mögliche Höchstbelastung innerhalb eines bestimmten Zeitraumes ausgelegt. Die Reduktion dieser Belastung in Verbindung mit der zeitlichen Verlagerung von Nachfragespitzen wird mithilfe verschiedener Smart-Metering-Systeme angestrebt. Die einzelnen Netzparameter müssen dabei in Echtzeit zur Verfügung stehen und verarbeitet werden können. Die Datenfernauslesung beruht auf Datenfernübertragung mithilfe von Telefon-Modem, ADSL-Verbindungen oder Glasfaserverbindungen. Kostenvorteile ergeben sich aus einer verringerten Spitzenlast, die Netzkapazitäten können geringer dimensioniert werden. Der vorgenannte Prozess befindet sich in Deutschland derzeit noch in der frühen Umsetzungsphase. In südeuropäischen Ländern ist die Umstellung auf fernausgelesene Energiezähler schon vorgenommen worden.

Dennoch treibt bereits eine große Zahl an Unternehmen diese Entwicklung in Deutschland weiter voran. Neue Geschäftsmodelle können jedoch wegen fehlender bzw. unzureichender Datenschutzrichtlinien seitens des Gesetzgebers nicht vollständig zur Marktreife gebracht werden. Ein weiterer Schub wird in den nächsten Jahren von Bestrebungen zur Förderung von Elektromobilität ausgehen.

Die VNB stehen zusammenfassend mehreren Herausforderungen gegenüber: Neben aufwendigen Aus- und Umbaumaßnahmen zur Einbindung erneuerbarer Energien und erheblichen Investitionen in moderne Mess- und Kommunikationstechnik sowie in die IT-Infrastruktur verlangt die Altersstruktur der Netze fortlaufend hohe Ersatz- und Ertüchtigungsinvestitionen.

Aus Sicht der Netzbetreiber besteht in Hinblick auf die finanzielle Berücksichtigung dieser Herausforderungen im Festlegungsprozess der Erlösobergrenzen akuter Anpassungsbedarf. Die BNetzA berücksichtigt die Anerkennung der Investitionen bislang unzureichend, eine Anpassung des Regulierungsrahmens ist notwendig. Wegen dieser Umstände mangelt es den VNB an Investitionsanreizen – der notwendige Netzausbau erfolgt mit erheblicher Verzögerung.

### 2.3 Möglichkeiten der Ergebnisoptimierung

Das Zentrum eines jeden Unternehmens bildet das Geschäftsmodell. Die Aufgabe der Unternehmensleitung besteht darin, dieses Geschäftsmodell permanent zu überprüfen, es ertragsfähig zu halten und zu optimieren. Neben der Planung und Strukturierung der Abwicklung des Tagesgeschäfts muss es stets Ziel der oberen Managementebenen sein, eine planvolle Auseinandersetzung mit dieser Thematik zu führen. Für diese Zielerreichung werden Strategien entwickelt. Für PORTER handelt es sich bei einer Strategie um „[...] eine in sich stimmige Anordnung von Aktivitäten, die ein Unternehmen von seinen Konkurrenten unterscheidet“<sup>126</sup>. Bei SIMON et al. findet sich diese Definition: „Strategie ist die Kunst und die Wissenschaft, alle Kräfte des Unternehmens so zu entwickeln und einzusetzen, dass ein möglichst profitables, langfristiges Überleben gesichert wird.“<sup>127</sup> Den Strategiebegriff kennzeichnet somit ein zielorientiertes, ganzheitliches Vorgehen zur Umsetzung eines langfristigen Planes.

Das Handeln der EVU unterliegt vielfältigen Rahmenbedingungen. Neben Einflüssen der Energiewende stellen politische, wirtschaftliche, ökologische sowie rechtliche Veränderungen unablässig die Wettbewerbsfähigkeit infrage. Die Herausforderungen sind unternehmensspezifisch unterschiedlich stark ausgeprägt. Sie sind maßgeblich von der Bearbeitungstiefe der Wertschöpfungsstufen sowie dem Leistungsspektrum abhängig. Gleichwohl lassen sich allgemeingültige Ansätze ableiten. Generell lässt sich dabei festhalten, dass das EVU gezwungen ist, die herkömmlichen Strukturen sowie in der Vergangenheit bewährte Optimierungsmaßnahmen zu verlassen. Eine substanzielle Neuausrichtung ist erforderlich. Der Weg in ein kompetitiveres Energiesystem bemißt dabei den Stadtwerken einen neuen Stellenwert bei. Für diesen Prozess müssen nachhaltige Strategien entwickelt werden. Es gilt, erfolgreiche Innovationsentwicklung zu betreiben sowie neue Geschäftsfelder zu erschließen. Anhand dieser Voraussetzungen lassen sich übergreifende Strategieschwerpunkte ableiten:<sup>128</sup>

- unternehmensinterne Strukturanpassungen
- Anpassung / Neuausrichtung der Unternehmensziele
- sinnvolle Erweiterung des Kerngeschäfts
- Entwicklung und Integration neuer Geschäftsfelder

---

<sup>126</sup> Porter, M.: Wettbewerbsstrategie (1999). S. 15 ff.

<sup>127</sup> Simon, H.: Das große Handbuch der Strategiekonzepte (2000). S. 21.

<sup>128</sup> Auffassung des Autors.

Zuvorderst dienen diese Schwerpunkte zum Erhalt von Marktanteilen, um ein akzeptables Ausgangsniveau sicherstellen zu können. Darüber hinaus bedarf es der Integration effizienter Prozesse. Die vorangegangene Betrachtung des derzeitigen Geschäftsmodells hat gezeigt, wie stark die Implikationen der Energiewende sind. Somit ist es neben der Optimierung des Wirkens auf den Wertschöpfungsstufen notwendig, die Kundenbindung durch geeignete Maßnahmen zu steigern. Außerdem werden Kooperationen und Partnerschaften auf allen Ebenen immer wichtiger. Im Folgenden werden Strategien vorgestellt, die zur wettbewerblichen Neuausrichtung der EVU beitragen.

Die liberalisierten, freien Energiemärkte fordern eine Grundvoraussetzung ein: den wirtschaftlichen Erfolg des EVU. Um diesen langfristig zu erreichen, ist die Unternehmensstrategie so auszurichten, dass erneuerbare Energien den Platz bisheriger konventioneller Erzeugung einnehmen. Deshalb gilt es, den Ressourcenzugang in Form von Wissen und Kapital abzusichern. Darüber hinaus muss jederzeit die Versorgungssicherheit, sowohl netz- als auch vertriebsseitig, gewahrt werden. Ebenso wichtig ist es, vorhandenes Innovationspotenzial zu heben, um damit aktiv Lösungen zu entwickeln, die den veränderten Kundenansprüchen gerecht werden. Kurzum, das EVU ist auf eine neue Ausgangsbasis zu stellen. Demnach sind die Unternehmensstrategien ganzheitlich auf nachfolgende Ziele auszurichten:<sup>129</sup>

- Beibehaltung und Steigerung des Unternehmenswertes sowie der Marktposition
- permanente Steigerung der Kundenzufriedenheit
- Sicherung finanzieller Stabilität zur Erhaltung finanzieller Spielräume
- Erhaltung unternehmerischer Unabhängigkeit
- Überdenken der Ausschüttungspolitik
- Stärkung der regionalen Verankerung, um erster Ansprechpartner in allen Energiebelangen zu sein
- Diversifikation in neue Geschäftsfelder zum Ausgleich des schwankenden Energiegeschäfts im Verkauf von Strom und Erdgas

In den kommenden Jahren wird zudem eine weitere Entwicklung zu erheblichen Herausforderungen führen, die ebenfalls beachtet werden muss: Neben dem Fortschreiten der Energiewende im Strombereich lässt sich bereits erahnen, dass sich diese aufspalten wird, um die politischen Klimaschutzziele zu erfüllen. Zukünftig kann von einer Energiewende und einer separaten Wärmewende gesprochen werden. Es wird sich ein Trend

---

<sup>129</sup> Auffassung des Autors.



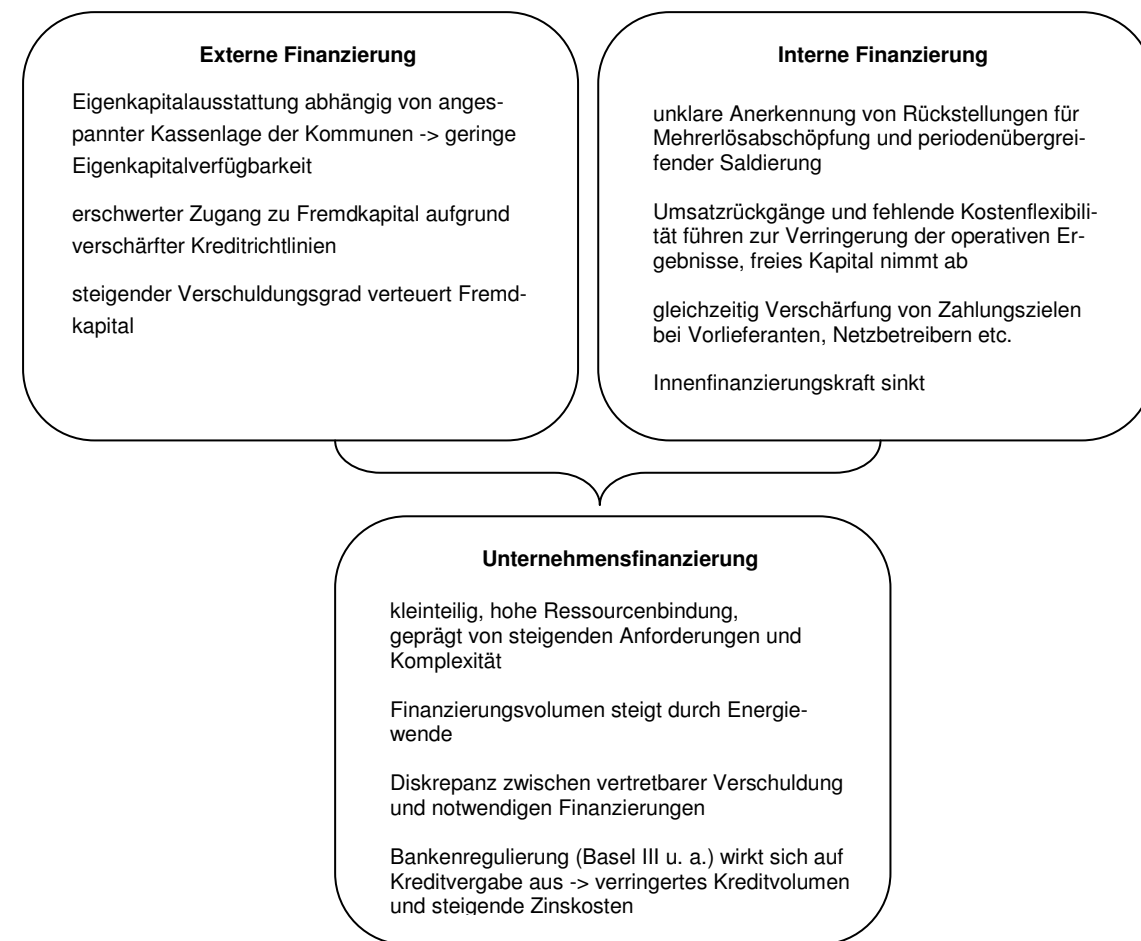
etablieren, der zu Einsparungen von Brennstoffen sowie einer weiteren Verschiebung der Umsätze von Medienlieferungen zu Dienstleistungen führen wird. Somit wird der Wärmesektor ebenso einer Transformation unterworfen sein, wie es derzeit im Stromsektor zu beobachten ist. Langfristig wird sich der Erdgasabsatz erheblich verringern.

### 2.3.1 Strategien der Gewinnoptimierung

Vor dem Hintergrund der zunehmend angespannten Ergebnissituation der Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Vertrieb sind sowohl Einsparungen als auch Effizienzmaßnahmen ein probates Mittel, um die Ergebnisse zu erhöhen und Investitionskapital freizusetzen. Doch beides greift angesichts der Implikationen der Energiewende auf die Geschäftstätigkeit zu kurz und sollte allenfalls als flankierende Maßnahme Berücksichtigung finden.

### Anpassung der Finanzierungsstrukturen

Die Ausgangssituation stellt sich wie folgt dar:



<sup>130</sup> Eigene Darstellung.



Es wird deutlich, dass die Finanzierungsstruktur der EVU bedeutend zum Unternehmenserfolg beiträgt. Vor dem Hintergrund der Energiewende und damit eines steigenden Investitionsbedarfs hinsichtlich neuer Technologien ist die Unternehmensfinanzierung an einer langfristigen Strategie auszurichten, die diesen branchenspezifischen Besonderheiten gerecht wird. Aufgrund ebenfalls steigender Anforderungen im Bankensektor kann zukünftig von restriktiverer Kreditvergabe ausgegangen werden. Dennoch wird das klassische Bankdarlehen weiterhin Hauptfinanzierungsinstrument der EVU bleiben. Dabei gibt es Alternativen, die auch die Unabhängigkeit einzelner Banken unterstützen. Durch die Nutzung alternativer Finanzierungsinstrumente entsteht ein zusätzlicher finanzieller Freiraum, der für Projekte zur Verfügung steht, die bislang wegen Nichtfinanzierbarkeit nicht realisiert werden konnten.

Finanzierungsinstrumente:

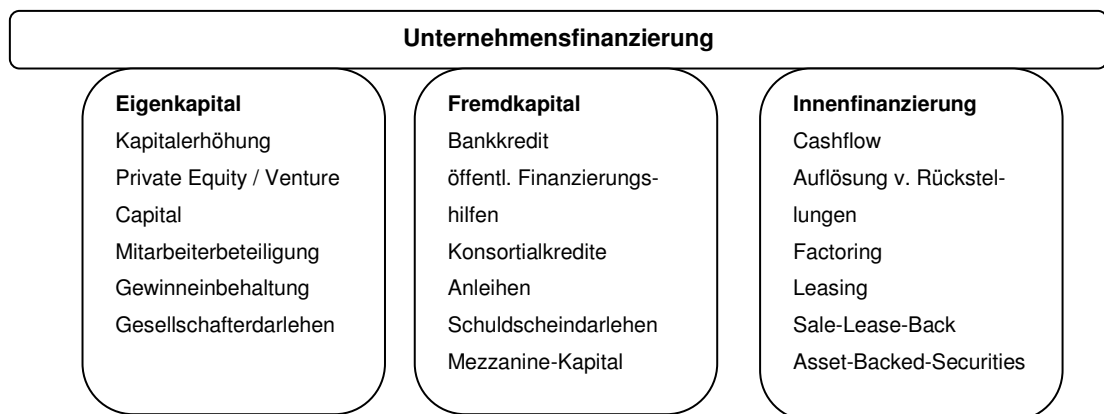


Abbildung 19: Finanzierungsinstrumente <sup>131</sup>

## Portfoliobereinigungen

EVU weisen aufgrund ihrer Historie sowie der Geschäftstätigkeit an sich eine hohe Anlageintensität auf. Dies liegt zum einen an den kapitalintensiven Netzen, zum anderen an weiteren Werten des Sachvermögens wie Erzeugungsanlagen, Immobilien, Grundstücke, Maschinen oder Fahrzeuge, die zwingend notwendig sind. Dementsprechend gilt es zu prüfen, inwieweit dieses Vermögen für die Leistungserbringung erforderlich ist oder ggf. günstiger durch Fremdbezug ersetzt werden kann. Besonders durch den Verkauf von Liegenschaften sowie Immobilien, die nicht dem Hauptzweck der Geschäftstätigkeit dienen, kann zusätzlich Kapital freigesetzt werden. Gleiches gilt für gehaltende Unternehmensbeteiligungen, die entweder hinter den erwarteten Deckungsbeiträgen zurückblei-

<sup>131</sup> Eigene Darstellung.

ben, geringes Wachstum aufweisen, einer fraglichen Marktentwicklung gegenüberstehen oder gar dauerhafte Verlustbringer sind.

### **Verkauf von Beteiligungen**

Angesichts der erwähnten vielfältigen Verflechtungen der EVU mit anderen Unternehmen ist zu prüfen, inwieweit sich diese Beteiligungen in die grundlegende Unternehmensneuausrichtung integrieren lassen bzw. weiterhin vorteilhaft sind. Andernfalls sind sie zur Disposition zu stellen.

### **Unternehmensinterne Strukturanpassungen**

Hierunter werden nachfolgend Strategien angesiedelt, die innerhalb der EVU selbst realisiert werden können oder mit deren Hilfe eine grundsätzliche Neuorganisation der bestehenden Strukturen und Geschäftsprozesse geschaffen werden kann, um die Wettbewerbsfähigkeit dauerhaft zu sichern. In Hinblick auf die erforderliche Implementierung eines Dienstleistungsgedanken in allen Unternehmensbereichen sind die Strukturen so zu wählen bzw. anzupassen, dass jede Struktureinheit am Markt als selbstständiger Dienstleister auftreten könnte. Hierdurch kann einerseits eine bessere Auslastung erreicht werden, andererseits eine Ausrichtung bzw. Vergleichbarkeit der Kostensituation mit dem Wettbewerbsumfeld erzielt werden.

Ähnliche Aufgaben, die bislang von mehreren Bereichen erbracht werden, sind aufgrund der angestrebten Komplexitätsreduzierung in einen Geschäftsbereich zusammenzufassen. Generell muss das Ziel verfolgt werden, eine klare Ausrichtung auf Transparenz interner Leistungsbeziehungen anzustreben. Flache Hierarchien mit kurzen Entscheidungswegen wirken unterstützend.

### **Kundenorientierung: Kundenbindung durch Einfachheit und Klarheit**

Mit der Liberalisierung wurde die Möglichkeit geschaffen, den Energieanbieter wesentlich einfacher zu wechseln, als das bislang der Fall war. Deshalb sind Kundenbindungsstrategien, die auf eine langjährige Zusammenarbeit abzielen, unerlässlich. Aber schon der regelmäßig stattfindende schriftliche Kundenkontakt, beispielsweise bei Rechnungen, Preisanpassungen oder ähnlichen Informationen, führt aufgrund einer von den Kunden kaum zu überblickenden Informationsflut zu Kommunikationsproblemen. Der Raum für Interpretationsspielräume ist groß, denn der Kunde ist Laie und kann die komplexen Zusammenhänge der Energieversorgung nur bedingt erfassen.

Abhilfe schafft eine Strategie von Einfachheit und Klarheit, die bekannte Bemühungen zu mehr Transparenz übersteigt: Im Sinne der Kundenbindung sind präzise, verständliche Informationen sowie die Vermeidung unnötiger Kontakte anzustreben. Auch vor dem Hintergrund bestehender, gesetzlich geregelter Mitteilungspflichten ist darauf zu achten, dass diese so verständlich wie möglich gehalten werden: Experte auf dem Gebiet der Energieversorgung ist das EVU, nicht der Kunde. Deshalb gilt es, sämtliche Kundenkommunikation diesem Primat zu unterstellen.

Somit sind Vertriebsaktionen, bei denen mit geringen Rücklaufquoten zu rechnen ist, von vornherein zu vermeiden. Die Kundenwahrnehmung wird dadurch unnötig negativ belastet, der spezifische Kundennutzen nicht ausreichend deutlich. Letztlich leidet das Ansehen des EVU unnötig. Auch Vertriebskosten können vermieden bzw. sinnvoller eingesetzt werden.

Generell sollte diese Strategie in allen Tätigkeitsbereichen Anwendung finden. Eine Kommunikationsstrategie, die eine stärkere Kundenorientierung zum Ziel hat, muss in Einklang mit der restlichen Unternehmensstrategie und -kultur gebracht werden. Andernfalls bleibt sie wirkungslos. Es gilt somit, gegenüber dem Kunden deutlich wahrnehmbare Kernkompetenzen aufzubauen, die letztlich zu einer Steigerung der Kundenzufriedenheit beitragen. Langfristige, stabile Kundenbeziehungen sind für den dauerhaften wirtschaftlichen Erfolg des EVU unerlässlich.

### **Sicherung des wirtschaftlichen Erfolgs durch Optimierung bei Erzeugung, Beschaffung und Verwaltung**

Angesichts der Wettbewerbsbedingungen sind Kostensenkungen und Restrukturierungsmaßnahmen unabdingbares Instrument, um dauerhaft konkurrenzfähig zu bleiben. Eine höhere Effizienz lässt sich durch mehrere Handlungsoptionen erreichen: Wachsen, Reduzieren oder Optimieren. Die Maßnahmen zielen darauf ab, die Kostenstruktur zu optimieren. Den veränderten Marktbedingungen kann mit dynamischen Entscheidungs- und Steuerungsprozessen begegnet werden. Der Effizienzwert lässt sich durch Input-Faktoren (Anlagevermögen, Mitarbeiter, Material, Kapital) und Umsatz bestimmen. Die Optimierung des Verhältnisses von Input zu Output steht im Vordergrund.

Optimierte Abläufe, schlanke Verwaltung sowie effiziente Produktionsweisen steigern die Produktivität. Aber auch der Abbau von Überkapazitäten, wozu ebenso Arbeitskräfte gehören, muss forciert werden. Die Reorganisation des Unternehmens ist nicht auf das EVU beschränkt. Innerhalb der Verbundorganisation werden häufig in verschiedenen Berei-

chen gleiche Aufgaben erbracht. Durch Bündelung oder Auslagerung dieser Aufgaben, die nicht dem Kerngeschäft zuzuordnen sind, können Synergieeffekte erzielt werden, die sich positiv auf Produktivität und damit direkt auf die Ertragslage auswirken. Die gesamte Wertschöpfungskette ist hinsichtlich bestehender Kostensenkungspotenziale zu untersuchen. Neben der Reduzierung von Sach- und Verwaltungskosten muss ebenso über verringerte Personalkosten diskutiert werden. Im Einklang mit dem Ausbau neuer Geschäftsfelder kann es gelingen, Personalfreisetzen zu vermeiden. Auch können Arbeitskräfte in anderen Tochtergesellschaften mitunter weiterbeschäftigt werden.

### **Optimierungen im Personalbereich**

Nachfolgend werden die Personalkosten der EVU Untersuchungsgegenstand sein. Ein vereinfachter Kostenvergleich am Beispiel einer Vollzeitkraft zeigt gegenüber der Auslagerung routinierter Standardaufgaben an einen Dienstleister enormes Einsparpotenzial auf (siehe nachfolgende Tabelle 2). Orientierung bei der Ermittlung der Vergütungshöhe der Mitarbeiter liefern die Tabellenvergütungen des Tarifvertrags des Arbeitgeberverbands energie- und versorgungswirtschaftlicher Unternehmen e. V. (AVEU). Dieser findet in Ostdeutschland Anwendung.

#### Ausgangssituation:

Aufgrund der über Jahrzehnte gewachsenen Strukturen weisen die Mitarbeiter hohe Unternehmenszugehörigkeiten auf. Dies führt zu überdurchschnittlichen Eingruppierungen in den oberen Vergütungsgruppen. Alle 36 Monate steigt zudem das Gehalt durch Gewährung einer zusätzlichen Erfahrungsstufe. Maximal kann Erfahrungsstufe 4 erreicht werden. Die Erfahrungsstufen 3 und 4 wurden zur Berechnung herangezogen. In Vergütungsgruppe L wird unteres Leitungspersonal (Gruppenleiter) eingestuft. Kosten für Führungskräfte wie Abteilungsleiter oder Geschäftsführer werden nicht mit einbezogen, da diese außertariflich entlohnt werden.

Unter Annahme der Übertragung von Kundenbetreuungsdienstleistungen wie Telefonie und Postbearbeitung auf einen externen Serviceanbieter wird nachfolgend mit der unteren Preisspanne mit einem effektiven Minutenpreis von 0,49 Euro gerechnet.<sup>132</sup> Die obere Preisspanne liegt bei ca. 0,65 Euro/Minute.

---

<sup>132</sup> Eigene Erfahrungen des Autors zur Vergabe schriftlicher und telefonischer Kundenbetreuung, effektiver Minutenpreis von 0,49 Euro fließt in Vergleich ein.

Tabelle 2: Vergleich effektiver Personalkosten pro Mitarbeiter (in Euro)<sup>133</sup>

Vergütungsgruppe <sup>134</sup>	Vergütung <sup>135</sup>	zusätzlich Arbeitgeberanteil <sup>136</sup>	Gesamtbelastung Arbeitgeber	jährliche Personalkosten pro MA (einschließlich 100 % Sonderzahlung) <sup>137</sup>	jährliche Personalkosten pro MA <sup>138</sup>	jährliche Kosten pro MA inkl. Gemeinkostenzuschlag 8.000 Euro <sup>139</sup>	effektive Kosten Euro/Stunde Arbeitszeit	effektive Kosten Euro/Minute Arbeitszeit	Dienstleister Kosten in Euro/ Minute	Differenz zu Dienstleister	Differenz pro Jahr u. MA	Differenz in Prozent
D3	2682	581	3263	42419	53024	61024	38,14	0,64	0,49	-0,15	<b>-13984</b>	- 23 %
D4	2756	597	3353	43589	54486	62486	39,05	0,65	0,49	-0,16	<b>-15446</b>	- 25 %
E3	2951	640	3591	46683	58354	66354	41,47	0,69	0,49	-0,20	<b>-19314</b>	- 29 %
E4	3032	657	3689	47957	59946	67946	42,47	0,71	0,49	-0,22	<b>-20906</b>	- 31 %
F3	3219	698	3917	50921	63651	71651	44,78	0,75	0,49	-0,26	<b>-24611</b>	- 34 %
F4	3308	717	4025	52325	65406	73406	45,88	0,76	0,49	-0,27	<b>-26366</b>	- 36 %
G3	3487	756	4243	55159	68949	76949	48,09	0,80	0,49	-0,31	<b>-29909</b>	- 39 %
G4	3583	777	4360	56680	70850	78850	49,28	0,82	0,49	-0,33	<b>-31810</b>	- 40 %
H3	3755	814	4569	59397	74246	82246	51,40	0,86	0,49	-0,37	<b>-35206</b>	- 43 %
H4	3859	836	4695	61035	76294	84294	52,68	0,88	0,49	-0,39	<b>-37254</b>	- 44 %
I3	4024	872	4896	63648	79560	87560	54,73	0,91	0,49	-0,42	<b>-40520</b>	- 46 %
I4	4134	890	5024	65312	81640	89640	56,03	0,93	0,49	-0,44	<b>-42600</b>	- 48 %
L3	4828	986	5814	75582	94478	102478	64,05	1,07	0,49	-0,58	<b>-55438</b>	- 54 %
L4	4961	1004	5965	77545	96931	104931	65,58	1,09	0,49	-0,60	<b>-57891</b>	- 55 %

<sup>133</sup> Eigene Berechnung.<sup>134</sup> Vgl. Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft, Landesbezirk Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Landesfachbereich Ver- und Entsorgung (Hrsg.): Tabellen- und Auszubildendenvergütungen vom 01. Mai 2013 bis zum 30.04.2015. Leipzig 2013. S. 1.<sup>135</sup> Vgl. ebd.<sup>136</sup> Wert gerundet.<sup>137</sup> Festgelegt im gültigen Tarifvertrag.<sup>138</sup> Bei durchschnittlicher Effizienz der Arbeitszeit von 80 Prozent, eigene Auffassung.<sup>139</sup> Niedrig angesetzt mit 5 Euro pro Stunde bei 1.600 Arbeitsstunden/a.

### Ergebnis:

Die Kosten der internen Leistungserbringung liegen deutlich über den Kosten des Dienstleisters. Selbst unter Annahme einer jüngeren Altersstruktur der eigenen Mitarbeiter sowie verringerter Kosten der eigenen Mitarbeiter aufgrund niedriger Eingruppierungen ergeben sich Reduzierungspotenziale von 23 bis 55 Prozent der direkten Lohnkosten. Kosten für krankheitsbedingte Ausfälle oder Urlaub sind darin nicht enthalten.

Mittelfristig ist die Fremdvergabe daher eindeutig zu begrüßen. Zudem wird dadurch Flexibilität geschaffen, denn Bedarfsspitzen können effizienter abgedeckt werden. Ferner muss der Trend steigender Anforderungen an die Kundenserviceprozesse in Quantität und Qualität integriert werden. Dies begünstigt die getroffene Entscheidung.

Abschließend sind die sich durch Fremdvergabe ergebende Aufgabenverteilung zwischen den Kernkompetenzen der eigenen Mitarbeiter und die Erfüllung von Standardprozessen durch Dienstleister uneingeschränkt zu empfehlen. Obwohl dieser Schritt der Belegschaft schwer zu vermitteln ist, liegt darin eine Chance, diese Mitarbeiter, bei entsprechender Eignung sowie Förderung, innerhalb neu entwickelter Geschäftsfelder einzusetzen. Zudem kann ein Wissenstransfer innerhalb der Unternehmung angeregt werden.

### **Marktintensivierung durch Produktinvestitionen**

Mit dieser Strategie soll eine Marktintensivierung oder -ausweitung erzielt werden. Aufgrund der hohen Marktanteile innerhalb des eigenen Netzes ist diese Strategie bevorzugt in fremden Netzgebieten anzuwenden. Die Marktintensivierung kann mithilfe von Produktinnovationen erreicht werden, die neue Kundensegmente erschließen. Der Erfolg der Strategie ist von der Stärke der Konkurrenten und der Marktgröße abhängig. Eine Marktausweitung kann durch gezielte Akquisitionen erfolgen. An schon erfolgreich bearbeitete Tätigkeitsfelder angelehnt, können zusätzliche Synergieeffekte generiert werden.<sup>140</sup>

Diese Wachstumsstrategie erfordert zusätzliches Kapital, wodurch sie sich kurzfristig negativ auf den Cashflow auswirkt. Dennoch ist sie sinnvoll, da Zahlungsströme infolge von Kundengewinnen innerhalb kurzer Zeit wieder genügend liquide Mittel zur Verfügung stellen.

---

<sup>140</sup> Vgl. Bierbaum, F.: Strategisches Verhalten in stagnierenden Branchen: eine Darstellung am Beispiel der deutschen Textilindustrie (1992), S. 94.

### Effizienzpotenziale identifizieren und heben

Kennzahlenanalysen ermöglichen die Identifizierung unternehmensinterner Optimierungsansätze. Die Voraussetzungen für effizienten und effektiven Mitteleinsatz sind flache Strukturen sowie schlanke Prozesse. Dabei muss eine kostenoptimale Geschäftsprozessgestaltung mit messbarer Qualität einhergehen. Die Zielerreichung, eine ausreichende Gesamtkapitalrendite, erfordert es, wirtschaftlich nicht tragfähige Geschäftsfelder zu optimieren oder abzuwickeln. Dabei kann auf Strategien zurückgegriffen werden, die anschließend strategische oder operative Maßnahmen nach sich ziehen. Operative Maßnahmen zielen darauf ab, das tägliche Geschäft effizienter zu gestalten. Strategische Maßnahmen zielen auf die Weiterentwicklung des Geschäftsmodells ab.

Drei Kernstrategien verinnerlichen das Optimierungspotenzial:

- Wachstumsstrategie: mit höherem Ressourceneinsatz deutlich mehr Umsatz erzielen
- Reduzierungsstrategie: mit deutlich geringerem Ressourceneinsatz nur geringfügig weniger Umsatz erzielen
- Optimierungsstrategie: mit gleich viel oder weniger Ressourceneinsatz mehr Erlösen

Jedes EVU muss aufgrund seiner besonderen Ausgangssituation im jeweiligen Marktumfeld vielfältige individuell zugeschnittene Strategien entwickeln. Diese Strategien richten sich dabei an der Stoßrichtung der Wertschöpfungskette aus. Somit lässt sich ein Maßnahmenbündel ableiten, mit dem selbstgesetzte Ziele erreicht werden können.

Verbesserungspotenziale innerhalb der Wertschöpfungsstufen stellen sich wie folgt dar:

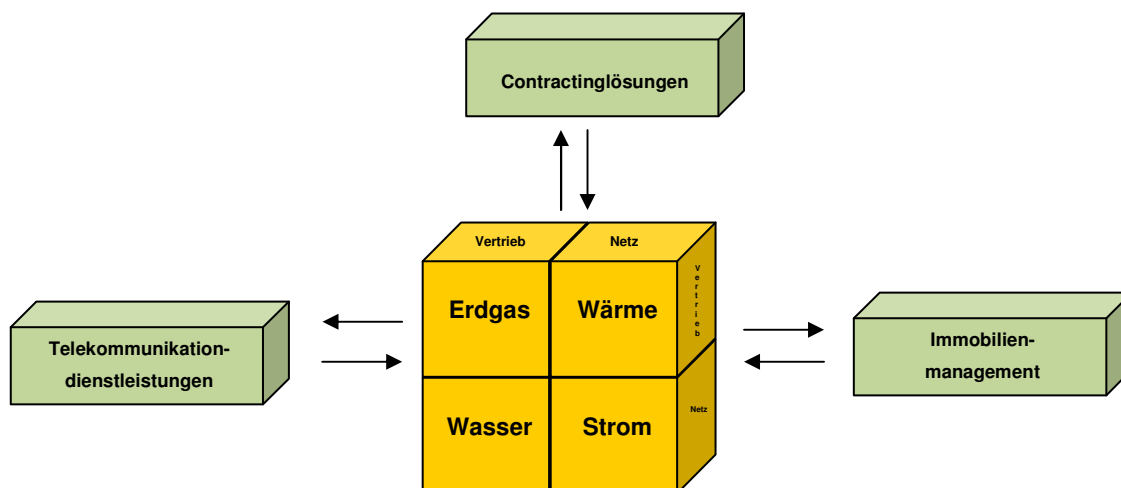
	Wachsen	Reduzieren	Optimieren
<b>Erzeugung</b>	Ausbau neuer bzw. bestehender Anlagen	Konsolidierung des Erzeugungsportfolios	Anlagenmanagement, d. h. verbesserte Betriebsführung
<b>Handel</b>	Neue Produkte entwickeln, Dienstleistungen für Dritte	Verringerung der Eigenleistung, Auslagerung	Verbesserung der Absatzprognosen, Portfoliomanagement
<b>Netz</b>	Konzessionsgewinne, Drittgeschäft (d. h. Dienstleistungen für Dritte), Ausweitung auf weitere Medien	Verringerung der Eigenleistung, Auslagerung	Regulierungsmanagement

	Wachsen	Reduzieren	Optimieren
<b>Vertrieb</b>	Neue Produkte entwickeln, produktbegleitende Dienstleistungen anbieten, neue Kundengruppen erschließen, Drittgeschäft erweitern	Defizitäre Kundengruppen, Verringerung der Eigenleistung, Auslagerung	Kundenanalyse, Forderungsmanagement, Prozessoptimierung, Qualitätssicherung/-steigerung

Tabelle 3: Potenziale der Wertschöpfungsstufen<sup>141</sup>

## Entwicklung neuer Geschäftsfelder

Der Eintritt in bislang nicht integrierte Wertschöpfungsstufen stellt eine strategische Handlungsoption dar. Neue Aufgabenfelder ergeben sich beispielsweise in den Bereichen Contracting, Immobilienmanagement sowie Telekommunikationsdienstleistungen, die mit vorhandenen Geschäftsfeldern verknüpft werden können.

Abbildung 20: Verknüpfung vorhandener Geschäftsfelder mit neuen Dienstleistungen<sup>142</sup>

Im Bereich der Telekommunikation können Synergieeffekte mit dem bestehenden Netzbereich realisiert werden. Parallel umgesetzte Tiefbaumaßnahmen, die dem Erhalt oder Ausbau der Netze dienen, versprechen Einsparungen. Gleichzeitig gewinnt die Entwicklung intelligenter Netze zur Verbrauchssteuerung sowie Integration von EE-Anlagen an Bedeutung. Der Vorteil der EVU liegt zum einen darin, dass sie auf die vorhandene Infrastruktur zurückgreifen können. Zum anderen kann das innerhalb des Unternehmens bereits vorhandene Wissen zur Netzbewirtschaftung zusätzlich gewinnbringend eingesetzt werden.

<sup>141</sup> Eigene Darstellung.<sup>142</sup> Eigene Darstellung.



Eins energie in sachsen GmbH & Co. KG entwickelt beispielsweise ein Glasfasernetz in Chemnitz. Dieses Netz ermöglicht hohe Datenübertragungsraten, die für Geschäftskunden unerlässlich, aber auch für Privatkunden sehr attraktiv sind. Der Ausbauplan sieht vor, bis Ende des Jahres 2015 ca. 60.000 Haushalte an das Netz anzuschließen. Zur Kabelverlegung wird auf das bestehende Mehrmediennetz (Strom, Gas, Wasser, Abwasser, Wärme) zurückgegriffen, welches dadurch die kostengünstigste Installation der Glasfasern zulässt. Das Projekt ist auf mehrere Ausbautappen eingeteilt, der Netzausbau orientiert sich an der Nachfrage. Besonderes Merkmal ist neben der erstmaligen Kooperation der Deutsche Telekom AG mit einem EVU die Tatsache, dass eins das Netz anschließend an die Telekom vermietet. Somit wird das Nachfragerisiko zeitlich abgegeben bzw. minimiert. Überdies bietet das Projekt aufgrund der engen Zusammenarbeit mit Wohnungsbauunternehmen, privaten Eigentümern sowie ansässigen Unternehmen die Möglichkeit, zielgerichtet weitere Produkte und Dienstleistungen abzusetzen. Gleichzeitig gewinnt das Unternehmen an Know-how und Image.

Ein weiteres Geschäftsfeld bildet die Implementierung von Dienstleistungen zur Verwaltung von Immobilien sowie anderer Liegenschaften. Der zusätzliche Aufwand ist gering, denn es kann auf bereits bestehende IT-Systeme zur Medienabrechnung zurückgegriffen werden. So können vor allem kommunale EVU bewusst in Konkurrenz zu Hausverwaltungen treten, zumal sie bereits heute eng mit kommunalen Wohnungsbauunternehmen zusammenarbeiten oder die komplette Verwaltung kommunaler Liegenschaften übernehmen. Gleichzeitig ist das lokale EVU häufig Grundversorger, wodurch Mieterwechsel von den Wohnungseigentümern angezeigt werden müssen. Mittels Analyse der vorhandenen Daten kann somit ganz bewusst ein Informationsvorsprung generiert werden, der es zulässt, Kunden nach Rentabilität zu filtern und diesen anschließend ganzheitliche, serviceorientierte Produkte anzubieten. Ebenso sind Kooperationen mit Hausverwaltungen oder Wohnungsunternehmen möglich, die neuen Mietern Produkte des EVU anbieten.

### **Entwicklung neuer Geschäftsfelder durch Kauf**

Im Zuge der voranschreitenden Vernetzung aller Akteure des Energiesystems untereinander sowie einer voranschreitenden Digitalisierung entstehen Datenmengen, die es gilt, effizient und nutzbringend zu verwalten. Daraus entwickelt sich die Möglichkeit, in neue Geschäftsfelder vorzudringen, mit deren Tätigkeiten sich diese Daten koordinieren lassen. Neben System- sowie Netzdienstleistungen sind besonders Servicedienstleistungen denkbar, die alle innerhalb einzelner Wertschöpfungsstufen oder an den Schnittstellen dieser neu entwickelt werden können.

So wird es beispielsweise auf der Ebene der Smart-Meter, der „intelligenten“ Stromzähler, mit zunehmender Verbreitung dieser Geräte unerlässlich sein, Strukturen zu schaffen, die einerseits die Übermittlung der Daten regeln, andererseits den berechtigten Empfängern in ausreichender Qualität zum richtigen Zeitpunkt Informationen zur Verfügung stellen. Der Vorstoß in diese bestehenden Lücken ist durch Investitionen in diese Wachstumsmärkte anzuregen. Sie helfen, das notwendige Wissen aufzubauen bzw. zu erweitern, um daraus ein langfristig erfolgversprechendes Geschäftsfeld aufzubauen.

Durch den Kauf und die Eingliederung von Unternehmen, die in diesen Bereichen zumeist noch Nischenanbieter sind, erhalten die etablierten EVU einen Wissensvorsprung. Zudem werden sie dadurch in die Lage versetzt, die erworbenen Geschäftsmodelle innerhalb ihrer eigenen Netze anzuwenden, wodurch sich weitere Skaleneffekte ergeben.

### **Erweiterung des Netzbetriebs**

Im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung spricht die Bundesnetzagentur den Netzbetreibern für Investitionen in Strom- und Erdgasnetze feste Eigenkapitalrenditen zu. *„Danach beträgt die Eigenkapitalrendite für Neu- bzw. Erweiterungsinvestitionen künftig 9,05 Prozent vor Körperschaftsteuer (10,48 Prozent vor Abzug von Körperschaft- und Gewerbesteuer). Für Altanlagen wurde die künftige Eigenkapitalrendite auf 7,14 Prozent festgelegt. [...] Die neuen Zinssätze gelten für die Betreiber von Gasnetzen ab dem 1. Januar 2013, für die Stromnetzbetreiber ab 1. Januar 2014.“*<sup>143</sup>

Obwohl dadurch finanzielle Anreize zum beschleunigten Ausbau der Netze zur Integration der erneuerbaren Energien geschaffen werden sollen, liegt die Vermutung nahe, dass die EVU die zugesprochenen Renditen zur Kompensation wegbrechender Einnahmen aus unrentablen Geschäftsfeldern nutzen. Es bietet sich deshalb an, die von den Netzbetreibern im Bundesanzeiger veröffentlichten Finanzberichte zum Geschäftsjahr 2012 hinsichtlich ihrer Ergebnissituation sowie beeinflussender Faktoren zu untersuchen (siehe nachfolgende Tabelle: Ergebnisbetrachtung von Netzbetreibern).

Der Vergleich zeigt deutlich, dass die von den Netzbetreibern gezahlten Pachtentgelte, saldiert um ihr Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit, im kausalen Zusammenhang mit dem Ergebnis des Gesamtkonzerns stehen. Dies liegt an den von der Bundesnetzagentur genehmigten Netznutzungsentgelten. Die Pachtzahlungen fließen als Kostenkomponente ein und führen zu einer Erhöhung der Erlösgrenze. Obwohl der Netzbe-

---

<sup>143</sup> BNetzA: Eigenkapitalrenditen für Investitionen Strom/Gas. In: Pressemitteilung v. 02.11.2011 .

trieb der untersuchten VNB unterschiedliche Grade von Eigenständigkeit gegenüber dem Gesamtkonzern aufweist, lässt sich feststellen, dass der Netzbetrieb den größten Gewinnbeitrag liefert.

Dementsprechend gilt es, neben dem möglichst effizienten Betrieb der Netze noch unerschlossene Gebiete anzuschließen bzw. die sinnvolle Erweiterung jederzeit zu prüfen.

	Geschäftsjahr 2013		Geschäftsjahr 2012									
	Netzgesellschaft Chemnitz mbH	Südsachsen Netz GmbH	Netzgesellschaft Chemnitz mbH	Südsachsen Netz GmbH	Drewag Netz GmbH	ENSO Netz GmbH	EnergieSüdwest Netz GmbH	ENWG Energienetze Weimar GmbH & Co. KG	EWE Netz GmbH		Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
Umsatzerlöse in Mio. EUR	138,412	84,226	127,583	79,614	307,093	506,049	33,598	21,938	2.399		2.338	146,925
davon Strom	71,383	-	58,747	-	117,761	429,22	10,460	12,538	589,2		2.337,85	40,269
davon Erdgas	20,42	77,200	21,493	66,20	37,45	62,06	6,140	7,276	336,6		0,525	106,656
davon sonstige	46,609	7,026	47,343	13,414	151,882	14,769	16,998	2,124	1473			
Personalaufwand in Mio. EUR	3,707	2,258	3,754	2,005	39,141	41,466	3,546	1,654	124,4		13,602	1,521
Anzahl MA	50	29	52	27	644	763	70	38	1870		155	21
Aufwand pro MA	71288 €	43.423 €	72.198 €	74.251 €	60.778 €	54.346 €	50.653 €	43.514 €	66.524 €		87.755 €	72.429 €
Umsatz/ MA	2.768.240 €	2.904.345 €	2.453.519 €	2.948.667 €	476.852 €	663.236 €	479.971 €	577.316 €	1282.888 €		15.083.871 €	6.996.429 €
Pachtaufwand in Mio. EUR	24,000	34,800	24,200	36,700	109,896	85,62	3,737	4,595	keine Pacht, Eigentümer des Netzes		258,751	52,387
davon Strom	15,600		15,600								258,751	
davon Erdgas	8,400	34,800	8,600	36,700								52,387
gesamt	58,800		60,900		109,896	85,62	3,737	4,595			311,138	
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit in Mio. EUR	0,663	2,546	0,54	-1489	2	-3,447	0,201	3,128	240,1		-87,78	10,235
Ergebnis d. gewöhnl. Geschäftstätigkeit des Gesamtkonzern in Mio. EUR	92,56		75,414		118,38	91	9,141	7,171	268,5	220,3	394,439	
	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG		eins energie in sachsen GmbH & Co. KG		DREWAG Stadtwerke Dresden GmbH	ENSO Energie Sachsen Ost AG	EnergieSüdwest AG	Stadtwerke Weimar Stadtversorgung s-GmbH	EWE Vertrieb GmbH	EWE AG	envia Mitteldeutsche Energie AG	
Anteil der Netzpacht am Gesamtkonzernergebnis	64%		81%		93%	94%	41%	64%	-	-	79%	
Bemerkung:	Ohne Berücksichtigung weiterer Pachtzahlungen der Netzgesellschaft für das gepachtete Trinkwasser- u. Wärmenetz							abw. Geschäftsjahr v. 01.10.-30.09.	Ergebnisabführung von EWE Netz an EWE Vertrieb, diese wiederum an EWE AG			
	einige Netzbetreiber führen, im Verhältnis zum Gesamtumsatz, hohe sonstige Umsatzerlöse auf. Darin sind größtenteils ergebnisneutrale EEG-Vergütungen sowie Abrechnungen von Mehr- u. Mindermengen enthalten											

Tabelle 4: Verhältnis von Netzpachtentgelten zum Gesamtkonzernergebnis<sup>144</sup>

<sup>144</sup> Eigene Darstellung, in Anlehnung an die jeweils im elektronischen Bundesanzeiger unter URL: <https://www.bundesanzeiger.de> veröffentlichten Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse der genannten Unternehmen.

### 2.3.2 Strategien der Verlustoptimierung

#### Kennzahlenorientierte Vertriebsziele

Neben der Bestandskundensicherung ist Neukundengewinnung ein wichtiger Bestandteil der Vertriebsstrategie. Durch die Einhaltung eindeutig definierter Volumen-, Absatz- und Qualitätskriterien können akzeptable Ertragsmargen realisiert werden.

#### Verringerung von Forderungsausfällen

Forderungsausfälle treten ein, wenn Forderungen aus erbrachten Energielieferungen ganz oder teilweise nicht beglichen werden. Laut Statistischem Bundesamt wurden 2013 25.995 Unternehmensinsolvenzen sowie 91.200 Verbraucherinsolvenzen gemeldet, wodurch der voraussichtliche Forderungsausfall auf 37,8 Mrd. EUR beziffert wird.<sup>145</sup> Aufgrund der angebotenen Produkte zur Daseinsvorsorge sind die EVU somit besonders häufig von Forderungsausfällen betroffen. Doch bereits eine schlechte Zahlungsmoral, d. h. der nicht fristgerechte Forderungsausgleich, wirkt sich negativ aus und führt zu einer Belastung der Liquidität, Zinsverlusten sowie erhöhtem Bearbeitungs- und Abstimmungsaufwand. Die Ursachen liegen u. a. in einer mangelnden Risikobetrachtung bei Genehmigungen von Ratenzahlungen, Mahnsperren, Sperrungen, Kündigungen, erhöhten Rückzahlungsforderungen im Rahmen des Insolvenzrechts sowie Zahlungsausfällen, insbesondere im Neukundengeschäft durch unzureichende Bonitätsüberprüfungen der potenziellen Vertragspartner.

Auch der Netzbereich ist von Forderungsausfällen betroffen. Die gestiegene Anzahl an Lieferanten, die Netznutzungsentgelte an den VNB zahlen, erfordert die rechtzeitige Identifikation von Bonitätsrisiken, um letztlich rechtzeitig den Netzzugang aufgrund von Zahlungsausständen sperren zu können. Dass dies den Unternehmen kaum gelingt, zeigen die Insolvenzen der einst größten unabhängigen Strom- und Erdgaslieferanten von TelDaFAX im Jahr 2011 sowie von Flexstrom AG im Jahr 2013, die zu bis dahin ungeahnten Forderungsausfällen aus Netznutzungsentgelten und Mehr- und Mindermengenabrechnungen geführt haben. Zudem *„[...] erhalten Netzbetreiber unverändert Schreiben, mit denen der Insolvenzverwalter der TelDaFax-Gruppe, Dr. Biner Bähr, Zahlungen der insolventen TelDaFax-Gesellschaften im Zusammenhang mit der Belieferung von Endkunden*

---

<sup>145</sup> Vgl. Statistisches Bundesamt: Unternehmensinsolvenzen 2013: 8,1 % weniger als im Vorjahr (2014). Abgerufen unter <https://www.destatis.de>. Abgerufen am 24.11.2014.

*mit Strom und Gas anfecht. Da eine Anfechtung kongruenter oder inkongruenter Deckung (§§ 130, 131 InsO) nur bis zu 3 Monate vor Stellung des Insolvenzantrages zurückreicht, wird die Anfechtung vielfach auf Tatbestände gestützt, die es ermöglichen, auch länger zurückliegende Zahlungen herauszuverlangen.*<sup>146</sup> Folglich sind die betroffenen Netzbetreiber angehalten, Rückstellungen zu bilden.

Ferner können Letztverbraucher die Selbstzahlung der Netznutzungsentgelte verlangen. In diesem Fall rechnet der Netzbetreiber direkt mit dem Letztverbraucher ab. Hiervon machen insbesondere Großkunden Gebrauch.

Dementsprechend gilt es, Maßnahmen zu ergreifen, die unter Berücksichtigung der jeweiligen Kundengruppe sowie der Versorgungskonstellation frühzeitig das Ausfallrisiko minimieren.

Eine weitere Schwierigkeit in diesem Zusammenhang ist die enge Verbundenheit der EVU zur Lokalpolitik. Die Insolvenz eines vom EVU belieferten Betriebes kann, bei vorangehender Versorgungsunterbrechung, in der Öffentlichkeit als Fehlverhalten des EVU interpretiert werden, da es das Unternehmen durch die Unterbrechung jeglicher Chancen zu einer positiven Wendung beraubt hätte; im Vorfeld getroffene Fehlentscheidungen des Managements treten dabei in den Hintergrund. Doch so weit muss es nicht kommen. Politischer Einfluss kann bereits im Vorfeld zu aufgeschobenen Fälligkeiten führen. Demgemäß ist die Interessenvermischung von Politik und Wirtschaft als weitere Belastung einzustufen bzw. als Geschäftsrisiko zu identifizieren.

### **Desinvestitionen von Geschäftsfeldern durch Verkauf**

Geschäftsfelder, die geringe positive Zukunftsaussichten aufweisen, sollten liquidiert werden. Unter der Voraussetzung, dass noch positive Zahlungsströme anfallen, sind diese abzuschöpfen, solange keine zusätzlichen Investitionen erforderlich werden.

### **Modifizierung von Investitionsvorhaben**

Eine dauerhafte substanzielle Verbesserung der Investitionsbedingungen wird sich nicht einstellen. Unwägbarkeiten hinsichtlich rechtlicher Rahmenbedingungen sowie fortlaufender technologischer Innovationen erschweren die Entscheidungsfindung. Deshalb sollten geplante Investitionen unter Annahme der negativsten Entwicklungsparameter erneut auf

---

<sup>146</sup> Kalwa, F.: TelDaFax-Insolvenz: Anfechtungen gehen weiter (2013). Abgerufen unter <http://www.hoechspartner.de>. Abgerufen am 24.11.2014.

Profitabilität untersucht werden. Gegebenenfalls sind sie zu streichen, auf der Zeitachse zu verlagern oder unter partnerschaftlicher Umsetzung zu vollziehen. Ferner ist die Dimensionierung der Vorhaben zu überdenken. So müssen im Erzeugungsbereich zukünftige demografische Entwicklungen ebenso korrekt prognostiziert werden wie verringerte Absatzmengen aufgrund vermehrter Eigenproduktion von Kunden.

Investitionsvorhaben hinsichtlich der Erneuerung von Energienetzen können, unter der Voraussetzung, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet ist, zeitlich verlagert oder gestreckt werden.

### **Verringerung oder Verkauf konventioneller Erzeugungskapazitäten**

Die Rentabilität konventioneller Erzeugungsanlagen wird von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien bestimmt. Sie beeinflussen die Fahrweise ganz massiv. Zudem führen Überkapazitäten am Markt zu geringen Erzeugerpreisen und tragen damit zu verminderter Rentabilität bei. Die Beschaffung an der Strombörse kann der eigenen Produktion entgegenstehen, da Strom, wie die Betrachtung der spezifischen Stromgestehungskosten sowie der Preisentwicklung gezeigt hat, mitunter zu günstigeren Konditionen erworben werden kann. Zu berücksichtigen ist, dass diese Möglichkeit der effizienten Beschaffung einer regionalen Produktion entgegensteht. Hieraus kann sich ein Zielkonflikt mit den kommunalen Eignern bilden. Arbeitsplatzabbau und Auftragsrückgang für regionale Betriebe aufgrund wegfallender Revisions- und Erneuerungsinvestitionen sind die Folge. Allerdings steht dem ein höherer Ertrag aus Stromverkauf gegenüber. Letztlich stellt sich die Frage, inwieweit ein Verkauf der Erzeugungseinheiten der Verlustkompensation bzw. geringen Ergebnisbeiträgen vorzuziehen ist.

### **Kapazitätsersatz durch EE-Anlagen**

Die Stilllegung reiner Stromerzeugungsanlagen ist wesentlich kurzfristiger umsetzbar als in Fernwärmenetze eingebundene KWK-Anlagen, die neben Strom auch Wärme produzieren. Kraftwerke, die ausschließlich der Stromerzeugung dienen, werden durch EEG-Anlagen schrittweise über verringerte Einsatzzeiten substituiert. Sie bedürfen keines Ersatzes. Bei KWK-Anlagen, die Strom und Wärme durch Verbrennung von Kohlen herstellen, kann die Wärmeerzeugungseinheit ab einer bestimmten Leistung nur kostspielig an andere Energieträger angepasst werden. Dies erfordert hohe Investitionen, beispielsweise in Erdgasturbinen. Ökonomisch sinnvoll ist diese Ersatzinvestition wegen der kurzfristig enormen finanziellen Belastung nur bei abgeschriebenen Anlagen. Ferner erhöht sich dadurch auch das potenzielle Preisänderungsrisiko des Brennstoffbezugs. Doch es gibt

zunehmend Lösungen, die helfen, erneuerbare Energien zumindest anteilig in Fernwärmenetze zu integrieren.

Photovoltaikanlagen können entweder Strom oder Wärme erzeugen. Die Wärme kann folglich in das bestehende Netz eingespeist werden. Fernwärmenetze werden ganzjährig betrieben. Tageszeitliche Erzeugungsspitzen, vor allem zur Mittagszeit, können durch Einbindung großvolumiger Speicherkapazitäten aufgefangen werden. Ebenso bieten Geothermie, Biomasse- und Wärmepumpenanlagen enormes Ersatzpotenzial. Allen ist gemein, dass sie sich gegenseitig ergänzen lassen. Während Geothermie- und Wärmepumpenanlagen permanent die gleiche Leistung bereitstellen können, empfiehlt sich ihr Einsatz zur Deckung der Grund- und Mittellast. Photovoltaikanlagen decken den zusätzlichen Bedarf an tagsüber benötigter Spitzenlast. Biomasseheizkraftwerke lassen sich sowohl durchgängig als auch zur kurzfristigen Spitzenlastdeckung einsetzen. Das Nebeneinander erfordert intelligente Steuerungsmechanismen. Diese kann das EVU selbst erwerben oder über Dienstleister einkaufen. Überdies kann durch den Einsatz von EE-Anlagen die Dimension des Fernwärmenetzes verringert werden, denn der Einsatz wärmegeführter Anlagen kann einzelne Stadtquartiere vom allgemeinen Versorgungsnetz entkoppeln und zu einer autarken Versorgung beitragen. Dies birgt den zusätzlichen Vorteil, dass Leitungsverluste minimiert werden. Generell sollte die richtige Dimensionierung der Netze laufend überprüft und mit der kommunalen Verwaltung hinsichtlich städtebaulicher Konzepte in Einklang gebracht werden.

Die Integration von EE-Anlagen mit geringen Kapazitäten kann kurzfristig vorgenommen werden. Hierdurch eingesparte Brennstoffkosten wirken sich von Anfang an positiv auf den Cashflow sowie die Profitabilität der gesamten Erzeugungssparte aus.

### **Modifikation der Netze**

Die wichtigsten Akteure des Netzumbaus hin zu Smart Grids sind die Verteilnetzbetreiber. Komplexe lokale Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen verlangen eine intelligente Verknüpfung miteinander. Dies geschieht auf Verteilnetzebene. Vor Ort erzeugte Energie soll dabei effizient verwendet werden. Die Netzstabilität, die Lastschwankungen aus der Einspeisung erneuerbarer Energien unterliegt, wird sichergestellt. Weitere Smart-Home-Produkte für Verbraucher ermöglichen neue Dienstleistungen. Hier müssen sich Stadtwerke aktiv einbringen und Partnerschaften mit weiteren Unternehmen oder Forschungseinrichtungen schließen, um neue Geschäftsmodelle in Anlehnung an die Wertschöpfungsstufe Netzbetrieb zu entwickeln.



### 2.3.3 Bewertung (VNCR)

Für die Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit der kommunal geprägten EVU wurden im vorherigen Kapitel Strategien entwickelt, die eine Anpassung an die neuen Marktverhältnisse bewirken. Diese werden nachfolgend hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile sowie ihrer Chancen und Risiken bewertet.<sup>147</sup>

	Strategie	Vorteile	Nachteile	Chancen	Risiken
Neuausrichtung strategischer Unternehmensziele	Kundenorientierung: Kundenbindung durch Einfachheit u. Klarheit	<ul style="list-style-type: none"> <li>- einfach umzusetzen</li> <li>- schnelle Wirkungsentfaltung</li> <li>- sofort überprüfbar</li> <li>- Außenwirkung: gezielte Kundenbetreuung</li> <li>- stärkeres Agieren an Kundenbedürfnissen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- erhöhter Koordinierungsaufwand</li> <li>- Verantwortung liegt nicht mehr nur gebündelt beim Marketing</li> <li>- alle Abteilungen müssen zur Umsetzung beitragen</li> <li>- verlangt kurze Entscheidungswege, die mitunter im Vorfeld geschaffen werden müssen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- verbesserte Kundenzufriedenheit und langfristige Kundenbindung</li> <li>- zufriedene Kunden sind günstige Werbeträger/ Markenbotschafter</li> <li>- steigende Erfolgsquote von Vertriebsaktionen zu erwarten</li> <li>- stärkt die Marke</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gefahr der Bürokratisierung durch internen Wettbewerb</li> <li>- Strategie muss in Unternehmenskultur einfließen</li> </ul>
	Entwicklung neuer Geschäftsfelder	<ul style="list-style-type: none"> <li>- breitere Geschäftsbasis</li> <li>- größere Unabhängigkeit von Hauptmärkten (Strom/Gas)</li> <li>- Erschließung neuer Zielgruppen/ Cross-Selling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diversifikation steht Besinnung auf Kernkompetenzen gegenüber</li> <li>- erfordert systematische Markt- u. Wettbewerbsbeobachtung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- optimaler Ressourceneinsatz</li> <li>- zukünftig positive Marktentwicklung</li> <li>- Nutzung von Marktchancen</li> <li>- Zusammenführung verschiedener Leistungen zu Angebotspaketen</li> <li>- Steigerung der Wertschöpfungstiefe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Produktangebot nicht ausreichend bzw. Anpassung erforderlich</li> <li>- falsche Konkurrenzeinschätzung</li> <li>- Rückzug nur unter finanziellen Verlusten möglich</li> <li>- aufgrund langer Entwicklungszeiten entsteht Marktänderungsrisiko</li> </ul>
	Entwicklung neuer Geschäftsfelder durch Kauf	<ul style="list-style-type: none"> <li>- zusätzlicher Kundennutzen durch flexible Anpassung des Leistungsspektrums an Bedürfnisse</li> </ul>			

<sup>147</sup> Nach Auffassung und Erfahrung des Autors.

	Strategie	Vorteile	Nachteile	Chancen	Risiken
	Verkauf von Beteiligungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- freiwerdende Liquidität kann zum Aufbau neuer Geschäftsfelder genutzt werden</li> <li>- Konzentration auf Kerngeschäftsfelder</li> <li>- fördert Unternehmensausrichtung an Wirtschaftlichkeitsgrundsätzen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zustimmung von Gesellschaftern u. Betriebsrat notwendig</li> <li>- langer Planungsprozess</li> <li>- Verkaufsprozess bindet Personalkapazität, ggf. externe Beratung notwendig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- (langfristige) Verlustvermeidung</li> <li>- Aufwandsreduzierung</li> <li>- Entfall von Berichtspflichten</li> <li>- Wegfall zusätzlicher Geschäftsrisiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verkaufspreis bleibt hinter Erwartung zurück, niedriger als Buchwert</li> <li>- Kartellrechtliche Probleme</li> </ul>
	Marktintensivierung durch Produktinvestitionen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- spricht wechselwillige Kunden an</li> <li>- Stärkung der Marke</li> <li>- Erschließung neuer Vertriebskanäle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Marktmacht schürt Preissensibilität, Wettbewerber werden attraktiv</li> <li>- eine bestehende „stillschweigende Gebietsaufteilung“ wird zerstört</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- steigende Absätze</li> <li>- Neukundengewinnung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- kein oder geringes Marktpotenzial, das den Aufwand rechtfertigt</li> <li>- Förderung von Konkurrenzkämpfen</li> <li>- Erfolgsaussichten stark abhängig vom Markt- und Wettbewerbsumfeld</li> </ul>
	Kennzahlenorientierte Vertriebsziele	<ul style="list-style-type: none"> <li>- steigende Mitarbeitermotivation sowie Förderung eigenverantwortlichen Handelns</li> <li>- durch ständige Erfassung können Abweichungen frühzeitig erkannt u. Schwachstellen identifiziert werden</li> <li>- vereinfachter Steuerungsaufwand</li> <li>- es können Kennzahlen für einzelne Teilbereiche vereinbart werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- erhöhter Überwachungsaufwand</li> <li>- Einsatz von Preissicherungsinstrumenten wie Forwards unumgänglich</li> <li>- Raum für unterschiedliche Zielwertinterpretationen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- in Verbindung mit Preisabsicherungen durch Hedging können Preisänderungen vermieden werden</li> <li>- langfristige Wirkung auf Lern- und Entwicklungsperspektive des Unternehmens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- permanentes Marktrisiko durch unbekannte Bezugskostenentwicklung</li> <li>- Bewertung volatiler Energiemärkte kann zu Fehlinterpretationen führen</li> <li>- Vernachlässigung langfristiger Ziele, erfordert Einfluss einer Langfristkomponente</li> <li>- einseitige Sichtweise</li> </ul>

	Strategie	Vorteile	Nachteile	Chancen	Risiken
Umstrukturierung der Unternehmensorganisation	Sicherung des wirtschaftlichen Erfolgs durch Optimierung bei Erzeugung, Beschaffung, Verwaltung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Etablierung eines dauerhaften Priorisierungsprozesses</li> <li>- sinkende Kosten</li> <li>- steigende Produktivität</li> <li>- Anregung eines dauerhaften Verbesserungsprozesses</li> <li>- verbesserte Arbeitsabläufe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierungspotenzial muss erkannt und beschrieben werden</li> <li>- Einwände v. Betriebsräten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aufgabenbündelung führt zu verringerter Komplexität</li> <li>- optimierte Abläufe können zu kürzeren Reaktionszeiten führen</li> <li>- dauerhafte Implementierung eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identifizierung v. Schwachstellen stark mitarbeiterabhängig, somit begrenztes Potenzial</li> <li>- abhängig vom Engagement der MA</li> </ul>
	Optimierung im Personalbereich	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kostenreduktion</li> <li>- Umwandlung fixer in variable Kosten</li> <li>- Fokussierung auf Kerngeschäft</li> <li>- Risikotransfer auf Dritte</li> <li>- Arbeitsspitzen können flexibler gehandhabt werden</li> <li>- Wegfall von Schulungen</li> <li>- Verringerung v. Betriebsmitteln</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Widerstand eigener Mitarbeiter, Betriebsrat</li> <li>- Gefahr v. Unzufriedenheit, Demotivation u. schlechtes Betriebsklima</li> <li>- Datenschutz leidet, da mehr Zugriffsberechtigte auf sensible Unternehmensdaten</li> <li>- Wissens-/Know-how-Verlust</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kostentransparenz durch Dienstleister, Offenlegung aller Kostenanteile</li> <li>- Qualitätssteigerung</li> <li>- Vermeidung von Demotivation aufgrund (temporärer) Arbeitsüberlastung d. eigenen MA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Qualitätsrisiko</li> <li>- Abhängigkeit steigt, Kontrolle u. Steuerung des Dienstleisters schwieriger als intern</li> <li>- Vertragsrestriktionen</li> <li>- Konfliktpotenzial</li> </ul>
	Effizienzpotenziale identifizieren und heben	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kostendämpfung/-senkung</li> <li>- vielfältiger Gestaltungsspielraum</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Abteilungsübergreifendes Handeln erforderlich</li> <li>- verlangt von Führungskräften feinfühliges Managementmethoden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- dauerhafte Implementierung eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses</li> <li>- Initiierung eines Innovationsprozesses</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identifizierung der Schwachstellen ist von Mitarbeitern abhängig</li> </ul>

	Strategie	Vorteile	Nachteile	Chancen	Risiken
Investitions- & Finanzierungsstrategie	Anpassung der Finanzierungsstruktur	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sinkende Abhängigkeit von einzelnen Kreditinstituten</li> <li>- sinkende Finanzierungskosten</li> <li>- höhere Flexibilität</li> <li>- Projekte können unabhängig von Bankkrediten umgesetzt werden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- die Verbreiterung der Finanzierungsbasis führt zu steigendem Verwaltungsaufwand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- stärkere Berücksichtigung unternehmensindividueller Geschäftszyklen</li> <li>- diversifizierte Finanzierungsbasis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Möglichkeit der Überfinanzierung steigt, d. h., es werden Projekte ohne ausreichende Erfolgsaussichten realisiert</li> </ul>
	Modifizierung von Investitionsvorhaben	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verringerung des Risikos von Fehlinvestitionen</li> <li>- Beschleunigung ebenso möglich</li> <li>- Offenhalten von Ausstiegsoptionen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- permanente Überwachung notwendig</li> <li>- Aufschub abhängig von Dringlichkeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vorteile durch gezielte Marktbeobachtung</li> <li>- Vorteile durch Lernprozess</li> <li>- Vermeidung irreversibler Investitionen</li> </ul>	
	Portfoliobereinigungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fokussierung auf Kerngeschäftsfelder</li> </ul>			
	Desinvestitionen von Geschäftsfeldern durch Verkauf	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fokussierung auf Kerngeschäftsfelder</li> <li>- Hebel zur Schaffung von Shareholder-Value</li> <li>- Orientierung an Wirtschaftsgrundsätzen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- die effektive u. effiziente Projektorganisation u. Projektdurchführung verlangt Kompetenz</li> <li>- verlangt begleitende kommunikative Maßnahmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Einnahmen können für Investitionen in neu entwickelte Geschäftsfelder verwendet werden</li> <li>- kann zur dauerhaften Verlustvermeidung beitragen</li> <li>- Anreiz zu rationeller Unternehmensführung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- erzielbare Erlöse können unter Buchwert/Anschaffungskosten liegen</li> </ul>

	Strategie	Vorteile	Nachteile	Chancen	Risiken
	Verringerung von Forderungsausfällen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mehreinnahmen durch zusätzliche Mahnerträge</li> <li>- frühzeitige Erkennung von Bonitätsrisiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- interne Strukturanpassungen für kurze Reaktionszeiten notwendig</li> <li>- steigender Abstimmungsaufwand zwischen Abteilungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- signifikante Verringerung von Forderungsausfällen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eskalationsrisiko bei Großkunden -&gt; „negative Presse“</li> </ul>
Erzeugungs- & Netzstrategie	Verringerung oder Verkauf konventioneller Erzeugungskapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sofortige Kosteneinsparungen bei Verkauf</li> <li>- Arbeitsplatzabbau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- äußerst schwieriges Marktumfeld, Nachfrage kaum vorhanden</li> <li>- Verringerung abhängig von Ersatzzwang</li> <li>- aufwendiges Abstimmungs- u. Genehmigungsverfahren bis zur endgültigen Stilllegung</li> <li>- Anlagenrückbau kann nur durch Dritte erfolgen -&gt; kostenintensiv</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verringerung von zukünftigen Absatzrisiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verkaufspreise unter Buchwerten</li> <li>- politischem Einfluss unterlegen</li> </ul>
	Kapazitätsersatz durch EE-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- garantierte Einspeisevergütung ermöglicht Planbarkeit zukünftiger Erträge</li> <li>- Erwerb von Unternehmensbeteiligungen verringert Aufwand von Errichtung eigener Anlagen erheblich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- begrenzte Standorte verfügbar</li> <li>- regionaler Bezug geht verloren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verringerung v. Investitionsrisiken mittels Kooperationen u. Beteiligungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Investitionsrisiko</li> <li>- techn. Risiken hinsichtlich Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit</li> <li>- erzeugte Strommengen können nicht prognostiziert werden</li> </ul>

	Strategie	Vorteile	Nachteile	Chancen	Risiken
	Erweiterung des Netzbetriebs	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Umsatzsteigerung</li> <li>- Erlössteigerung</li> <li>- Ausnutzung von Skaleneffekten durch mehr Entnahmestellen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- kapitalintensiv und mit hohem Aufwand verbunden</li> <li>- bei Neuanlagen lange Umsetzungsphase</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Stärkung der bestehenden Geschäftsfelder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wissen um netzspezifische Besonderheiten bei Erwerb fehlt</li> <li>- Rentabilität der Netze ist stark von zukünftigen Entscheidungen der BNetzA hinsichtlich erlaubter Eigenkapitalverzinsung abhängig</li> </ul>
	Modifikation der Netze	<ul style="list-style-type: none"> <li>- prognostizierbare Einsparungen</li> <li>- Erhöhung von Versorgungssicherheit u. -zuverlässigkeit</li> <li>- Verringerung des Verlustenergieaufwands</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Minimierung technischer Störungen erfordert hohen Identifizierungsaufwand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entwicklung eines neuen Geschäftsfeldes</li> <li>- Verringerung leistungswirtschaftlicher Risiken wie Produktions- u. Versorgungsausfälle</li> </ul>	

Tabelle 5: Strategiebewertung<sup>148</sup><sup>148</sup> Eigene Darstellung.

### 3 Schlussbemerkung

Der Strukturwandel der Energiewirtschaft bringt Chancen und Risiken hervor. Technologische Veränderungen schaffen völlig neue Märkte. Der Ökonom Joseph A. Schumpeter hat dies treffend mit seinem Ausdruck der „schöpferischen Zerstörung“ beschrieben. Die Unternehmen sind diesem Anpassungsprozess mit einer Geschwindigkeit ausgesetzt, welche die kapitalintensive Branche, die Projekte teilweise Jahrzehnte lang realisiert, bislang nicht kannte. Doch letztlich bleibt den Unternehmen keine Wahl. Sie können sich nicht für oder gegen diesen Wandel entscheiden. Dennoch liegt es bei ihnen, ob sie sich aktiv für eine Neuausrichtung ihres Geschäftsmodells aussprechen und spezifische Lösungsansätze entwickeln oder nicht. Es besteht die Möglichkeit, den Wandel so zu gestalten, dass die Chancen die Risiken überwiegen. Die bisherige Analyse hat gezeigt, wie vielschichtig die Energiewende ist. Daraus ergeben sich vielfältige Gestaltungsoptionen, zumindest zum vorläufigen Erhalt der kommunalen EVU.

#### 3.1 Ergebnisse

Die Einbindung aller Akteure zur gezielten Koordinierung der Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchsbereiche sowie von Entscheidungsträgern und Öffentlichkeit zur Realisierung der Energiewende kann als unzureichend gekennzeichnet werden. Die Unternehmen weisen Lücken zwischen ihren Kompetenzen und jenen auf, die notwendig sind, um in mehreren Jahren noch erfolgreich im Wettbewerb bestehen zu können. Übergeordnet ist ein weiterer Trend hin zu einer Verknüpfung von Daten und Dienstleistungen über das Internet sichtbar. Datenmanagement gewinnt in allen Wertschöpfungsstufen an Bedeutung. Komplexitätssteigernde Ansprüche sowie die künftig stark steigende Erfordernis eines qualitativ hochwertigen Datenmanagements sind die einzigen Entwicklungschancen für neue Geschäftsmodelle. Es zeigt sich, dass für die von diesem Spannungsumfeld unmittelbar betroffenen Unternehmen eine klare strategische Ausrichtung auf diese Anforderungen der entscheidende Erfolgsfaktor ist. Die Analyse legt zudem dar, dass die Energiewende zuvorderst Versäumnisse der Vergangenheit schonungslos offenlegt. Defizite, wie vermiedene Anpassungsprozesse, ineffiziente Strukturen oder ein Potpourri an unterschiedlichen Geschäftsfeldern, hemmen die EVU, sich mit aller Kraft den Herausforderungen der Energiewende zu stellen. Die Bewirtschaftung mehrerer Wertschöpfungsstufen verlangt enormen Koordinierungs- und Steuerungsaufwand, der das zeitgleiche Entwickeln und Umsetzen neuer Geschäftsmodelle zusätzlich einschränkt.

Das Agieren auf allen Wertschöpfungsstufen ist sodann nicht mehr vorteilhaft. Ebenso schaffen Energiewende und Liberalisierung Schnittpunkte zu den bestehenden Wertschöpfungsstufen und erweitern diese. Doch Wettbewerber verorten diese Angriffspunkte, indem sie gezielt die Schwächen der EVU zur Etablierung eigener Geschäftstätigkeiten mit spezialisierten Produkten und Dienstleistungen ausnutzen. Das kommunal geprägte EVU kann dem mit den bisherigen Strategien weder personell noch finanziell nachhaltig begegnen. Es muss neue Kompetenzen innerhalb dieses Spannungsfeldes aufbauen.

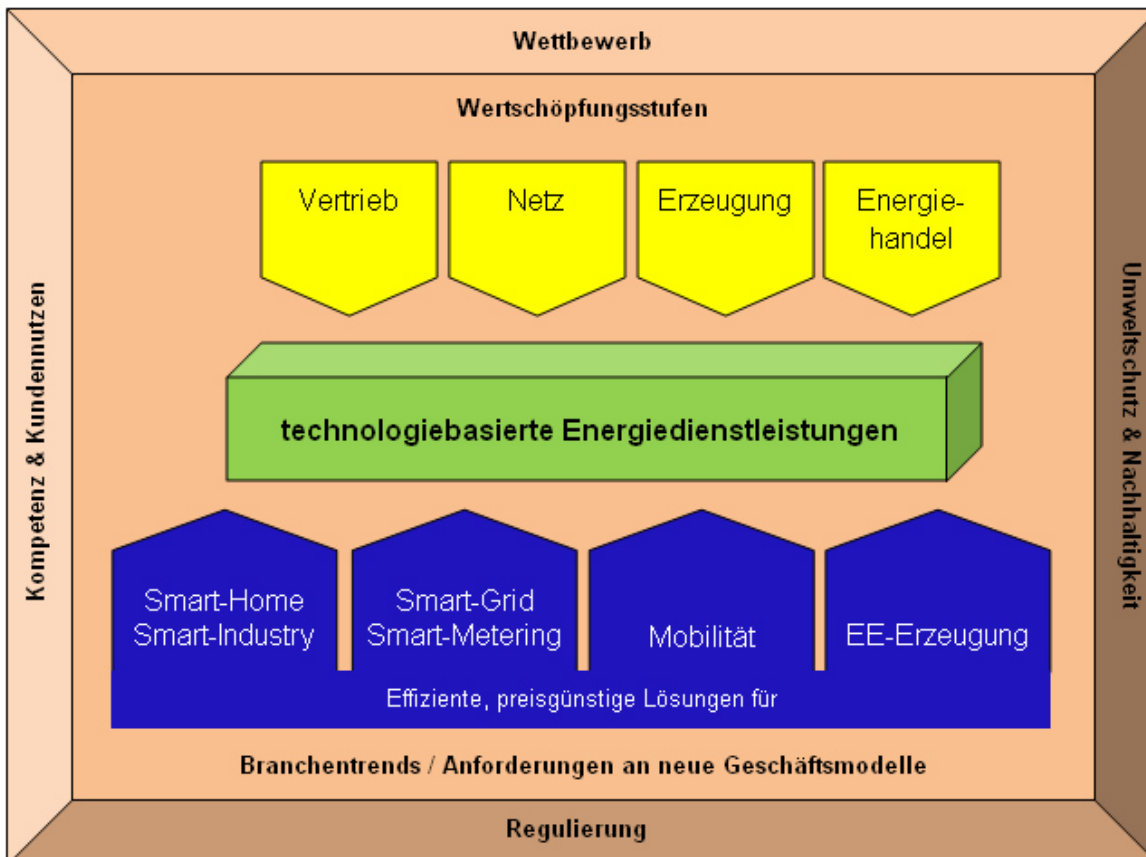


Abbildung 21: Stadtwerke im Spannungsfeld<sup>149</sup>

Die Wertschöpfungsstufe Erzeugung verliert ihre Bedeutung. EVU werden zu Randanbietern degradiert, die zwar noch einige konventionelle Kraftwerke betreiben, aber den größten Anteil an rentabler dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anderen Unternehmen bzw. Privatpersonen überlassen. Obwohl sich Investitionen als relativ risikoarm aufgrund fester Vergütungen erweisen, binden sie erheblich Kapital, welches aufgrund der geschilderten Ausgangslage nicht ausreichend zur Verfügung steht. Dies stellt vor allem kleinere Stadtwerke vor Probleme. Die von den Anteilseignern gewohnt hohen

<sup>149</sup> Eigene Darstellung.



Gewinnausschüttungen können aufgrund der angespannten Kassenlage vieler Kommunen nicht ohne Weiteres verringert werden. Ein hoher Fremdfinanzierungsbedarf sowie sinkende Innenfinanzierungskraft stellen sich ein. Die langfristige Fremdfinanzierung zieht zudem eine Verschlechterung finanzieller Kennzahlen nach sich, kurzfristige Ergebnisverbesserungen sind nicht zu erwarten. Ferner ist das Spannungsumfeld der Energiewende hinsichtlich des Übergangs zu erneuerbaren Energien trotz höherer Erzeugungskosten mittlerweile zu weit vorangeschritten, als dass hier noch ausreichend Handlungs- und Gestaltungsspielraum für die EVU besteht. Ohnehin sind mittlerweile die Investitionsmöglichkeiten wegen fehlender Flächen sowie mangelnden Zuspruchs der Bevölkerung auf kleinere Anlagen oder das Ausland beschränkt, wobei Investitionen im Ausland nur von größeren Stadtwerken oder in Partnerschaften zu bewerkstelligen sind. All dies sind Gründe, welche die Entwicklung von Beteiligungsmodellen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stetig vorantreiben. Einzig im Bereich kombinierter Strom- und Wärmeerzeugung bleiben Investitionen weiterhin attraktiv, obwohl sich auch dort bereits ein schrumpfender Markt aufgrund politischer Bemühungen zur Gebäudesanierung abzeichnet.

Die Wertschöpfungsstufe Vertrieb ist, wie die Betrachtung der Ergebnissituation mehrerer EVU in Tabelle 4 gezeigt hat, kaum rentabel. Eine Änderung ist nicht absehbar. Im Gegenteil: Bei steigendem Personaleinsatz wird der Wettbewerb weiterhin intensiv bleiben. Es stellt sich die Frage, inwieweit die Bewirtschaftung aller Kundengruppen, d. h. von Kleinverbrauchskunden bis hin zu Großabnehmern, im Industriesektor sinnvoll ist. Die Bearbeitungsbreite verlangt Anpassungs- sowie Steuerungsaufwand, der in keinem Verhältnis zu erzielbaren Gewinnen steht. Einzig Kooperationsstrategien, abgestimmt auf Kundengruppen, bieten die Chance, kostengünstige Produkte mit auskömmlichen Margen zu vertreiben. Dies sollte nach derzeitiger Auffassung das einzige Engagement im Massengeschäft mit Haushalts- und Gewerbekunden bleiben. Bei größeren Abnehmern zeichnet sich eine verstärkte Nachfrage nach zusätzlichen Dienstleistungen, neben dem Kauf von Strom und Erdgas, ab. Die Herausforderung liegt darin begründet, in der Entwicklung von Smart Grids, Tarife zu gestalten, die Anreize schaffen, den Energieverbrauch zu senken, um damit den Kundennutzen signifikant zu erhöhen. Steigende Absatzmöglichkeiten ergeben sich zukünftig, sofern die nötige Infrastruktur geschaffen wird, durch Nutzung von Elektromobilität. Abschließend lässt sich feststellen, dass trotz erheblichen Aufwands die neuen auf Dienstleistungen ausgerichteten Geschäftsfelder nicht sofort die altbekannten Margen generieren werden. Obwohl die temporäre Quersubventionierung aus anderen Bereichen unumgänglich ist, muss es den EVU gelingen, Anschluss an die beschriebene Entwicklung zu finden.

Die Wertschöpfungsstufe Netz ist von regelmäßigen Konzessionsgewinnen abhängig.<sup>150</sup> Ein Konzessionsverlust würde den Verkauf der Netze an einen Nachfolger bedeuten und damit den Wegfall der Geschäftsgrundlage. Stadtwerke sind hier im Vorteil, denn es liegt im Interesse der Kommunen, den Zuschlag der Netzbewirtschaftung den eigenen Unternehmen zu erteilen. Regionalversorger mit fehlender kommunaler Eigentümerstruktur sind vor dem Hintergrund der Rekommunalisierungsbestrebungen akut von Konzessionsverlusten bedroht. Der Netzbetrieb wirkt derzeit vielversprechend. Einerseits sind (noch) planbare Renditen zu erzielen, andererseits entsteht enormes Potenzial hinsichtlich der Vernetzung und Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen. Obwohl weiterhin unablässig hohe Investitionen notwendig sind, erscheint dieser Bereich dennoch am zukunftsfähigsten. Im Verantwortungsbereich der EVU liegt ebenfalls die Entscheidung des weiteren Netzausbaues sowie der Gewinnung neuer Konzessionen zum Netzbetrieb. Intelligente Stromnetze und Zähler können die zunehmende Komplexität steuern. Um diese Technologie flächendeckend einzuführen bzw. anwenden zu können, sind jedoch enorme Investitionen der Netzbetreiber erforderlich. Generell lässt sich feststellen, dass, neben dem Aspekt des Energiesparens, Sicherheit und Komfort für die Verbraucher wichtiger werden. Der Betrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen und Energiespeichern sowie die Anwendung von Elektromobilität in allen Facetten zeigt, dass der einzelne Kunde kaum in der Lage sein kann, die Komplexität zu managen. An dieser Stelle müssen die EVU ansetzen und Organisationskonzepte entwickeln.

Aus der dargestellten Ausgangslage können vier zentrale Herausforderungen für eine Neuausrichtung abgeleitet werden:

1. Verschärfter Wettbewerb um Kunden, Konzessionen, Personal
2. Trotz teilweise höherer Erzeugungskosten der erneuerbaren Energien muss massiv in deren Ausbau und die Integration in Wärmenetze investiert werden
3. Enormer Investitionsbedarf in den Kraftwerkspark sowie Energienetze
4. Innovationsdruck, resultierend aus neuen Technologien wie Elektromobilität, Smart Grids und Smart Metering

Die Herausforderungen setzen die Umsatz- und Eigenkapitalrenditen unter Druck. Zukünftig muss, bereinigt um die erfolgsneutrale Vereinnahmung der EEG-Umlage, von sinkenden Umsätzen im Strom- und Gassektor ausgegangen werden. Die Wettbewerbsintensität sowie regulatorische Eingriffe seitens des Gesetzgebers werden auch weiterhin maßgeb-

---

<sup>150</sup> Die Konzession wird meist für die Dauer von 20 Jahren vergeben.

lich die Geschäftstätigkeit beeinflussen. Zusätzlich verringert sich die Profitabilität aufgrund notwendiger Investitionen in EE-Anlagen und den Aufbau neuer Geschäftsfelder langfristig. Kurzfristig wird sich die Ergebnissituation weiter verschlechtern.

Die EVU begegnen den Auswirkungen der Energiewende zuvorderst mit Kostensenkungsmaßnahmen, besonders durch Personalabbau. Insofern ist der beschrittene Weg begrüßenswert. Doch auch diese Möglichkeit stößt ab Unterschreiten einer kritischen Absatzmenge an ihre Grenzen. Ebenfalls wird sich kein EVU allein durch Kostensenkungen dem Wettbewerb stellen können. Tatsache ist auch, dass, neben dem Anpassungsdruck der Energiewende, weiterhin Kompensationsbedarf hinsichtlich allgemeiner Kosteninflation besteht.

### **3.2 Maßnahmen**

Die Ausgangssituation lässt den Schluss zu, dass die Energiewende zu einer Clusterung der Stadtwerke führt. Es bilden sich drei Gruppen heraus, die mittels Netzwerken eng zusammenarbeiten, spezialisierte Dienstleistungen erbringen und somit Wettbewerbsvorteile generieren:

- innovative, kooperative Stadtwerke
- energiehandelsorientierte Stadtwerke
- traditionelle, lokal agierende Stadtwerke

Nachfolgend sollen alle Aktivitäten zusammengefasst werden, die eine Verbesserung der Erlössituation versprechen. Auf eine Wiedergabe der in der bestehenden Literatur vielfach bewährten und beschriebenen Maßnahmen zur Ertragsoptimierung wurde bewusst verzichtet. Vielmehr ist eine Systematisierung anzustreben, die Maßnahmen hinsichtlich des Problembezugs der Energiewende zulässt und zu einer kontinuierlichen Verbesserung beiträgt.

In Anbetracht steigender Herausforderungen sowie Implikationen auf die finanzielle Leistungsfähigkeit der EVU sind nachfolgende Handlungsoptionen identifiziert worden:

#### **Stilllegung konventioneller Erzeugungsanlagen**

Angesichts der zu erwartenden Entwicklung am Erzeugungsmarkt muss die Verringerung konventioneller Erzeugungsanlagen diskutiert werden. Auch kommunale EVU sind gezwungen, notwendige Ersatzinvestitionen für bestehende Kraftwerke in konventionelle

Anlagen zu vermeiden. Eine Trendwende und somit ein finanzieller Anreiz zum Weiterbetrieb dieser Anlagen kann nicht erwartet werden. Dementsprechend müssen die tatsächlichen Kosten des Kraftwerksbetriebs von den Unternehmensverantwortlichen schonungslos analysiert sowie die Stilllegung je früher desto besser in Betracht gezogen werden. Dieser Schritt ist für die EVU schmerzlich, geht er doch mit lokalen Arbeitsplatzverlusten einher. Es ist jedoch unumgänglich, dass bei einem bestehenden Überangebot an Erzeugungsanlagen ein Teil davon aus dem Markt genommen wird. Durchschlagende Vermarktungschancen ergeben sich auch durch optimierten Energiehandel nicht. Die vorherrschende Marktlage wird sich zudem nicht so signifikant ändern, dass Rentabilitätssteigerungen seitens konventioneller Erzeugungsanlagen zu erwarten sind.

### **Optimierung bestehender konventioneller Erzeugungsanlagen**

Obwohl technische Maßnahmen zur Optimierung der vorhandenen Erzeugungsanlagen mit anfangs hohem Aufwand verbunden sind, ergibt sich langfristig Einsparpotenzial hinsichtlich benötigter Brennstoffe sowie generell eine Effizienzsteigerung durch verbesserte Fahrweise. Dies kann durch folgende Möglichkeiten erreicht werden:

- Optimierung der Fahrweise durch stärkere Nutzung von Wärmespeichern, vor allem in den Übergangsmonaten
- Anpassung der Erzeugung an Nachfrage
- Verbindung der Erzeugungsanlagen mit Speichertechnologien:
  - Wärmespeicher konventionell, Wärmespeicher elektrisch beladen (negative Regelenenergie), Hochtemperaturspeicher oder Kältespeicher/Kälteerzeugung
- Erdgas als Stromspeicher - > Rückverstromung über KWKK

### **Maßnahmen zur Vertrieboptimierung: innovativer, konzentrierter Energievertrieb**

Intensivem Wettbewerb, neben der fehlenden Differenzierungskraft der Güter Strom und Gas, kann durch die Steigerung von Alleinstellungsmerkmalen begegnet werden. Diese sind durch geeignete Vertriebskonzepte so zu entwickeln, dass sie innovative Produkte und Dienstleistungen enthalten, die dem zuvor genannten Dienstleistungsgedanken gerecht werden. Vor dem Hintergrund der zu bewältigenden Herausforderungen der Energiewende sind Produkte, die nur aus Imagegründen vertrieben werden, sehr differenziert zwischen Wirtschaftlichkeit und Nutzen zu betrachten.

Kommunal geprägte EVU können wegen ihrer Kostenstrukturen keinen Preiskampf mit Discountanbietern gewinnen. Preiskampf unterhalb der Gewinnschwelle führt zu negativen Vertriebsergebnissen. Die Auswirkungen der Energiewende auf die Bereiche Netz

und Erzeugung lassen keine (kurzfristige) Kompensation zu. Ihre vertrieblichen Herausforderungen liegen vielmehr in der Bildung von Kundenkenntnis zur fokussierten Kundengewinnung. Kundengewinnung, einhergehend mit langfristiger Kundenbindung, ist maßgeblich zum Erwirtschaften hoher Deckungsbeiträge verantwortlich. Fehlende Kenntnisse der Kundenstrukturen wirken sich negativ auf Umsatz und Kosten aus. Stadtwerke haben dahingehend einen großen Vorteil, denn sie kennen ihre Kunden sowie die Begebenheiten vor Ort. Doch sie tun sich schwer damit, das Potenzial zu heben. Es mangelt an maßgeschneiderten Produkten aufgrund fehlender Kundensegmentierung, denn die Einteilung in Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden reicht nicht aus. Lösungsorientierte Ansätze müssen transparente Kundenwerte ermitteln. Flankiert von zielgruppengenaue Maßnahmenwahl zur Kundengewinnung und -bindung ergeben sich Hebel, die zu einer Ergebnissteigerung führen. Als konkrete Maßnahme lässt beispielsweise der in Kapitel 2.2.2 erwähnte hohe Anteil von Kunden in Grundversorgungstarifen den Schluss zu, dass die gezielte Werbung dieser Kunden erfolgversprechend bei verhältnismäßig geringem Aufwand ist. Es genügt, wenn das EVU seine Produkte geringfügig unterhalb des Preisniveaus des Grundversorgungstarifes des Wettbewerbs stellt.

Die Implementierung eines modernen Kundenmanagementsystems bringt mehrere Vorteile. Wesentlich hilft es, durch Kundenbindung und -rückgewinnung die erodierende Kundenbasis zu stabilisieren. Zusätzliche Up-/Cross-Selling-Maßnahmen steigern ebenfalls den Kundenwert. Die Grundlage hierfür bildet ein hochwertiger, kosteneffizienter Kundenservice. Nachhaltige Effekte sind durch andauernde Erfolgskontrolle sowie Optimierungsmaßnahmen zu erzielen. Es gilt auch hier umso mehr, die Entwicklung innovativer Produkte zu fördern, die einen deutlichen Mehrwert für den Kunden bedeuten. Mehrwert schaffen Beratungsangebote zu den Themen Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerungen. Integrierte Problemlösungskonzepte müssen den Fokus der vertrieblichen Aktivitäten, abgestimmt auf bestimmte Kundengruppen innerhalb einer geografischen Region, bilden. Primär muss das eigene Netzgebiet zur Kundengewinnung genutzt werden. Darauf aufbauend können angrenzende Netzgebiete bewirtschaftet werden.

Als konkrete Umsetzungsmaßnahme ist die Implementierung eines Tarifbaukastens zu nennen.<sup>151</sup> Die oftmals vorherrschende Tarifstruktur weist vielfältige, differenzierte Tarife für unterschiedliche Kundensegmente auf, was hohen Bearbeitungs- und Koordinierungsaufwand bedeutet. Mitunter gibt es mehrere Hundert völlig verschiedene Tarifkonstrukte,

---

<sup>151</sup> In Anlehnung an Mühlhäuser, K.: Markterfolg durch Bündelung des Vertriebs. S. b09.

die jeweils dutzende Arbeits- und Grundpreise beinhalten.<sup>152</sup> Die Wahrscheinlichkeit für Falschankünfte gegenüber den Kunden steigt, wodurch die Professionalität des EVU unnötig infrage gestellt wird. Dementsprechend gilt es, ein Bepreisungssystem zu implementieren, das Individualisierungen zulässt, gleichzeitig aber einen hohen Grad an Standardisierung aufweist. Als Vorbild kann die Automobilindustrie dienen. Deren wesentlicher Erfolg beruht auf der Verwendung gleicher Baugruppen, Komponenten und weiterer Teile innerhalb verschiedener Modelle. Durch diese Vereinheitlichung sinkt die Komplexität, Kosten werden reduziert. Dennoch steigt der Kundennutzen durch Individualisierungen. Es lassen sich beispielsweise gezielt Produkte für einzelne Berufsgruppen entwickeln, mit denen das EVU zusätzlich durch die Entwicklung weiterer Alleinstellungsmerkmale seine Marke dauerhaft stärkt.

### **Maßnahmen zur Vertrieboptimierung: strategische Neuausrichtung des Vertriebs**

Strom- und Gasvertrieb sind die umsatzstärksten Geschäftsfelder der EVU. Neben Gewinnabsichten steht die stetige Generierung eines ausreichenden Cashflows im Mittelpunkt der Aktivitäten. Die Neuausrichtung der Vertriebseinheit dient dazu, die Wettbewerbsfähigkeit zu sichern und Wachstum zu ermöglichen. Der in den vorherigen Kapiteln dargestellte Veränderungsprozess wirkt sich massiv auf die Wertschöpfungsstufe Vertrieb aus. Für folgende Herausforderungen sind Lösungen zu formulieren:

- steigender Margendruck aufgrund Wettbewerbszunahme innerhalb angestammter Märkte bei gleichbleibenden Gewinnerwartungen der Gesellschafter bzw. Unternehmensleitung
- steigende Preissensibilität der Verbraucher aufgrund steigender Steuern, Abgaben und Umlagen erhöht Wechselbereitschaft der Kunden
- zunehmende Digitalisierung und Vernetzung verwischt Branchengrenzen
- Eigenproduktion der Kunden verändert Rollenverständnis

Den vorgenannten Problemen kann durch Anpassung der bestehenden Geschäftsmodelle, unter Herausbildung von Schlüsselfunktionen, begegnet werden:

- dynamische Vertriebsstrukturen schaffen, die aktiv auf Veränderungen reagieren
- Austausch zwischen Wertschöpfungsstufen anregen
- innovatives, angepasstes Vertriebsmarketing
- flexible Zusammenarbeit mit Dienstleistern bzw. Kooperationspartnern

---

<sup>152</sup> Erfahrung des Autors.

Zur Zielerreichung tragen Instrumente wie Geschäftsmodellentwicklung, Strategie- sowie Markenüberprüfung, zielgruppenorientierte Produktentwicklung sowie realistische Produktkalkulationen bei.

### **Maßnahmen zur Vertrieboptimierung: Anpassung des bestehenden Vertriebsmodells und Reduzierung auf das Wesentliche**

Ebenso wichtig sind Anpassungen des derzeitigen Vertriebsmodells, um Effizienzsteigerungen zu erzielen. Potenzial ergibt sich durch optimierten Mitteleinsatz sowie Kostenreduktion in Prozessen. Dem Wettbewerb stellen sich die EVU mit kostspieligen Vertriebsaktivitäten. Mittels vielfältiger Vertriebskanäle sollen Neukunden akquiriert und Bestandskunden gehalten werden. Dies führt zu erheblichem Planungs-, Umsetzungs- und Steuerungsaufwand. Der Aufwand lässt das Risiko zusätzlicher Effizienzverluste steigen.

Um Kostensenkungen realisieren zu können, müssen Prozess-, Marketing-, IT- und Personalkosten überwacht sowie permanent hinsichtlich des erzielbaren Erfolgs verbessert werden. Intensive Kooperationen zur Verringerung der Fertigungstiefe, Nutzung standardisierter Prozessabwicklung sowie Zugang zu neuen Vertriebskanälen tragen dazu bei, wirksame Vertriebsmaßnahmen zu entwickeln. Die Einrichtung einer Controllingeinheit verspricht neben permanenter Erfolgs- und Kostenüberwachung auch kurzfristige Reaktionsmöglichkeiten hinsichtlich Veränderungen. Sie ist für den langfristigen Vertriebs Erfolg somit unerlässlich.

Ein weiterer Optimierungsansatz ist die Reduktion auf das Wesentliche. Hierunter wird, besonders bei der Betreuung von Individualkunden mit einer hohen Anzahl von Entnahmestellen, eine Vereinheitlichung kundenspezifischer Anforderungen verstanden. Indem mit Vertragsabschluss oder im Nachhinein weitere Zusatzvereinbarungen getroffen werden, steigt der Aufwand der Kundenbetreuung. Sonderkonstellationen, die Anpassungen der IT-Systeme oder spezielle Arbeitsabläufe erfordern und einen erheblichen Mehraufwand bedeuten, sind, ohne Auswirkungen auf Qualitätsmerkmale, zu reduzieren bzw. deren Wichtigkeit muss als Preiskomponente in die Kalkulation einfließen.

In diesem Zusammenhang ist auf den vorgenannten Tarifbaukasten zurückzugreifen. Dieser muss, abseits der Bepreisung, auch auf weitere Bereiche Anwendung finden. Die Entwicklung vereinheitlichter, immer gleich anzuwendender Arbeitsvorgaben hilft, Bearbeitungsfehler zu vermeiden sowie den individuellen Bearbeitungsaufwand und Schulungsbedarf zu reduzieren. Dementsprechend ist eine Automatisierung bzw. Implementierung dieser Anforderungen ab einer gewissen Häufigkeit anzustreben.

Ferner sind unrentable Produkte durch Preiserhöhungen oder Anbieten anderer Produkte aus dem Portfolio zu streichen.

Die erfolgreiche Anpassung der Vertriebsorganisation an diese Strategie verlangt zudem von den Kundenbetreuern tagtäglich die Bereitschaft, die spezifischen Kundenbedürfnisse zu identifizieren und diese durch das aktive Anbieten der neu entwickelten Produkte zu befriedigen. Neben der übergeordneten Kommunikation durch das Marketing ist es essenziell wichtig, dass die optimale Einbindung dieser Leistungen in die Vertriebsaktivitäten durch fachkundige Mitarbeiter erfolgt. Dies kann nur durch das regelmäßige Identifizieren von Schulungsbedarfen sichergestellt werden.

### **Straffung des Forderungsmanagements**

Zur Aufrechterhaltung eines hohen Liquiditätsniveaus ist ein Forderungsmanagement zu installieren, das es ermöglicht, auf Veränderungen des Zahlungsverhaltens sowie allgemein der Bonität von Kunden frühzeitig zu reagieren. Insbesondere im Großkundensegment ist dies unablässig, sofern die eigene Solvenz nicht infrage gestellt werden soll. Dementsprechend sind in Produktverträgen kurze Zahlungsfristen zu vereinbaren sowie offene Forderungen unverzüglich anzumahnen.

Bei fruchtlosen Mahnungen kann das EVU die Sperrung des Netzzugangs beim Netzbetreiber beantragen. Hierdurch wird eine weitere Medienentnahme strikt unterbunden, wodurch das Entstehen weiterer Forderungen verhindert wird. Bereits die Ankündigung dieser Maßnahme führt in vielen Fällen zum Forderungsausgleich. Um von dieser drastischen Maßnahme möglichst selten Gebrauch zu machen, können im Vorfeld folgende Maßnahmen deeskalierend wirken:<sup>153</sup>

- Vereinbarung von Abschlagsbeträgen auf den zu erwartenden Rechnungsbetrag
- Vereinbarung monatlich fälliger Abschläge
- Vereinbarung von Vorauszahlungen bei Kunden, deren Verbrauch monatlich abgerechnet wird
- Verbesserung der prognostizierten Absatzmenge durch regelmäßiges Abfragen von Zählerständen
- engmaschige Prüfung von Zählerständen auf Plausibilität
- zügiges Einleiten gerichtlicher Mahnverfahren

---

<sup>153</sup> Nach Auffassung des Autors.



Zudem sind diese Prozesse weitestgehend automatisiert zu gestalten, sodass möglichst wenig zusätzlicher Bearbeitungsaufwand entsteht.

Die Versorgungsunterbrechung, als letzte Handlungsoption, birgt Vor- und Nachteile.

Bei EVU, die sowohl Lieferant im Rahmen der Grundversorgung als auch Netzbetreiber sind, kann unter Fristwahrung und rechtzeitiger Ankündigung die Sperre des Zählers mit relativ wenig Aufwand erfolgen. Zudem sind die Gegebenheiten vor Ort bekannt, der Zutritt zum Zähler aufgrund vorhandener Schlüsselgewalt gegeben.

Strebt der Lieferant die Sperre eines Zählpunktes innerhalb eines fremden Netzgebietes an, ohne dass er in diesem Gebiet Grundversorger ist, muss dies beim zuständigen Netzbetreiber beantragt werden. Dies birgt den Nachteil, dass mit erheblicher Verzögerung gehandelt wird und der Versorgungsvertrag zwischen Kunde und EVU bestehen bleibt. Deshalb sind in solchen Fällen, auch in Hinblick auf zukünftige Insolvenzanfechtungen, die Energielieferverträge fristlos zu kündigen. Dies geschieht durch Mitteilung des Kunden und fristgerechte Abmeldung der Netznutzung beim Netzbetreiber. Anschließend wird die Versorgung des Kunden durch den in diesem Netzgebiet zuständigen Grundversorger übernommen. Hierdurch lassen sich Forderungsausfälle minimieren, da der Kunde nach einer Kündigung nicht dem EVU als Grundversorger zugeordnet wird. Es können somit keine weiteren Forderungen entstehen. Bei Versorgung von Kunden in Netzgebieten, in denen das EVU kein Grundversorger ist, muss deshalb genau geprüft werden, ob nicht generell ein Auslaufen bzw. die ordentliche Kündigung des Versorgungsvertrages vorteilhafter ist.

### **Ausbau von Nah- und Fernwärmenetzen**

Für EVU als Netzbetreiber von Nah- und Fernwärmenetzen besteht die Chance, das vorhandene Netz auszubauen. Im Gegensatz zum Strom- und Gasmarkt ist der Fernwärme-markt nicht liberalisiert. Das vor Ort agierende Stadtwerk ist Monopolist, denn Kunden können ihren Wärmeanbieter nicht frei auswählen. Für Stadtwerke, die konventionelle Erzeugungsanlagen stilllegen oder ersetzen wollen, gleichzeitig aber weiterhin Wärme liefern müssen, ergibt sich die Möglichkeit, selber KWK-Anlagen neu zu errichten und zu betreiben. Der Nutzen dezentraler KWK-Anlagen ist daher verhältnismäßig hoch, bei gleichzeitig geringem Risiko. Einmal mehr bieten sich für Stadtwerke bestimmte Voraussetzungen an, die es ermöglichen, hohe Potenziale im Bereich der Wärmeversorgung zu erschließen. Die enge Verbundenheit der Unternehmen mit den lokalen Behörden bzw. der Kommunalpolitik ist eine Besonderheit, die das Engagement in diesem Bereich er-

leichtert. Aus Gründen des „Gemeinwohls“, zur Luftreinhaltung, aber auch aus Gründen des allgemeinen Klimaschutzes<sup>154</sup> können Gemeinden einen Anschluss- und Benutzungszwang erlassen. Rechtsgrundlage sind die jeweiligen Gemeindeordnungen der Bundesländer. Ferner kann auch durch einen Bebauungsplan nach § 9 Nr. 23 BauGB Benutzungszwang realisiert werden. Natürlich muss der Erlass von der Kommune umfassend hinsichtlich der Vor- und Nachteile abgewogen werden. Der nachgelagerte ökonomische Vorteil für die Kommune, bei Besitz eines Stadtwerks, ist eindeutig vorhanden.

Die Monopolstellung kann eine Überprüfung der Preise hinsichtlich bestehender Gesetze gegen Wettbewerbsbeschränkungen nach sich ziehen. Um dies zu vermeiden, gilt es, attraktive Preise anzubieten, eine hohe Kundenzufriedenheit sicherzustellen und den Vorteil der Fernwärme dem Kunden zu erklären. In Einklang kann diese Möglichkeit der Geschäftsfelderweiterung mit dem Wunsch vieler Städte nach Quartierungsgestaltung bzw. Quartierserschließung erfolgen. Ein gutes Beispiel hierfür liefert die Stadt Chemnitz. Der Stadtteil Brühl, geprägt von dem Verfall der Bausubstanz ganzer Straßenzüge, soll zu einem modernen Stadtquartier werden. Hierfür wurden von der TU Chemnitz und eins Energiekonzepte erstellt, welche die Erschließung des gesamten Viertels mit Fernwärme auf Basis von Solarthermie vorsehen. Ein Teil der benötigten Wärme soll mithilfe einer solarthermischen Anlage aus der Kraft der Sonne gewonnen werden. Nicht unmittelbar benötigte Energie wird gespeichert und dann genutzt, wenn die Sonne nicht scheint. Heizzentralen in den Gebäuden regeln rechnergestützt die überall optimal ausreichende Wärmemenge. Für den Kunden entfallen die Lagerung von Brennstoffen sowie die Kosten für eine eigene Erzeugungsanlage, den Schornsteinfeger etc. Das Konzept zahlt sich sowohl für das EVU als auch für die Grundstücksbesitzer aus: Fernwärme ist zulässige Ersatzmaßnahme nach dem Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG). Bei der Einhaltung der Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) ergeben sich dadurch positive Auswirkungen bei der Gebäudesanierung. Zudem führen die geringeren Primärenergieverbräuche zu besseren Fördermöglichkeiten der energetischen Gebäudesanierung. Durch die Sanierung der Gebäude im Rahmen des ausgearbeiteten Quartierkonzeptes können die CO<sub>2</sub>-Emissionen perspektivisch bis 2030 gegenüber 2012 um bis zu ca. 82 Prozent gesenkt werden. Im Übrigen trägt die Erschließung weiterer Häuser mit Fernwärme dazu bei, die bestehenden Erzeugungsanlagen hinsichtlich der zu erwartenden Verringerung des Wärmebedarfs aufgrund der angestrebten Erhöhung der Gebäudesanierungsrate optimal auszulasten.

---

<sup>154</sup> Siehe dazu § 16 EEWärmeG – Anschluss- und Benutzungszwang.

## **Netzdienstleistungen**

Die Anreizregulierung erzeugt Kosten- und Effizienzdruck auf den Netzbetrieb. Hieraus erzielte Effizienzsteigerungen führen zur Freisetzung von Ressourcen. Anstatt Einsparungen vorzunehmen, kann das EVU mit diesen zusätzlich zur Verfügung stehenden Kapazitäten Dritten Netzdienstleistungen anbieten. Somit lässt sich Wachstum auf einem stabilen Markt erzielen. Aufgrund des Investitionsbedarfs in Netzinfrastruktur zur weiteren Integration der erneuerbaren Energien kann von Wachstumschancen ausgegangen werden. Typische Netzdienstleistungen umfassen neben Planung, Projektierung und Bau von Netzen, Netzoptimierungsmaßnahmen, Sachverständigentätigkeiten sowie Netzführung viele weitere Möglichkeiten zur Entwicklung von Dienstleistungen. Den Netzbetreibern bietet sich die Chance, vorhandene Kompetenzen gewinnbringend zur Erschließung neuer Geschäftsfelder einzusetzen und sich als Infrastrukturdienstleister am Markt zu behaupten.

## **Anbieten von Energiedienstleistungen**

Die bestehende Wertschöpfungskette kann um weitere Dienstleistungen verlängert werden. Bislang endet die Lieferung von Strom oder Erdgas für EVU am Energiezähler des Kunden. Mithilfe von Angeboten, die Aspekte wie Energieeinsparungen, Energieeffizienz und Komfortverbesserungen beinhalten, kann gleichzeitig die Kundenbindung gestärkt werden und die Neupositionierung im Wettbewerbsumfeld erfolgen. Die EVU müssen ein breites Produktportfolio entwickeln, das sich an die veränderten Bedürfnisse der Verbraucher anpasst: Komplettangebote, die den Kunden Zusatznutzen gegenüber Einzelleistungen bieten.<sup>155</sup>

Im Gewerbe- und Industriekundensegment gilt es besonders, zusätzlich zur Energielieferung, technische und wirtschaftliche Einsparpotenziale für den Kunden zu erkennen, um diese anschließend als übergreifende Produktpakete zu vermarkten. Das EVU kann dabei die Preissensibilität der Kunden nutzen, die bei Komplettlösungen im Vergleich zu einzelnen Leistungen geringer ausfällt.<sup>156</sup> Aufgrund dieser Erkenntnis sind beispielsweise im Großkundensegment Contracting-Modelle zu favorisieren. Diese sind sowohl für das EVU als auch für den Kunden vorteilhaft.<sup>157</sup> Contracting steht für ein Geschäftsmodell, dessen Kern auf die Auslagerung von Investitionskosten für die Errichtung oder Modernisierung

---

<sup>155</sup> Vgl. Brinker, W.: Liberalisierung – Folgen für die regionale Energiewirtschaft. S. 311.

<sup>156</sup> Vgl. Gahl, A.: Marketingstrategien für kleinere und mittlere Stadtwerke. S. 335.

<sup>157</sup> Vgl. Klawunn, K.-H.: Partnerschaft mit Perspektiven. S. 312.

von Heizungsanlagen abzielt. Der Contractor (das EVU) übernimmt für den Auftraggeber die Planung, Errichtung, Finanzierung, Betriebsführung, Wartung sowie Instandhaltung der Heizungsanlage und finanziert die Anlage im Voraus. Die Kosten werden, einer Kreditrate gleich, über den Vertragszeitraum hinweg umgelegt. Durch übliche Laufzeiten von 10 bis 15 Jahren bindet das EVU den Kunden. Indem modernste Anlagentechnik eingesetzt wird, verringern sich einerseits die Energiekosten, andererseits ergeben sich für das EVU planbare Erträge sowie gesicherte Absatzmengen. Stadtwerke können zudem von ihrer engen, kommunalen Verbundenheit profitieren. Wohnungsbaugesellschaften, Bäder und weitere öffentliche Einrichtungen generieren ein hohes Nachfragepotenzial. Auch für die Kommunen selbst sind Contractinglösungen attraktiv. Die Verlagerung der Investitionskosten in Anlagen zur Wärme- oder Kälteerzeugung für zahlreiche öffentliche Gebäude wie Kliniken, Schulen, Kindergärten etc. führt zu einer finanziellen Entlastung der Haushalte.<sup>158</sup>

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle sieht das Marktvolumen bei 1,8 – 2,4 Mrd. Euro, mit jährlichen Wachstumsraten von 10 Prozent.<sup>159</sup>

### **Anpassung der Aufbauorganisation**

Zur Unterstützung der angestrebten Innovationsentwicklungen der EVU ist es sinnvoll, die Aufbauorganisation zu verändern. Unternehmensprozesse und -kultur lassen sich dadurch erfolgsorientierter gestalten. Oftmals ist die Organisationsstruktur der Unternehmen als klassische Aufbauorganisation über Jahrzehnte gewachsen und unterlag nur minimalen Veränderungen. Sie ist somit stark an die internen Gegebenheiten starrer Aufgabengebiete und nach Technologien ausgerichtet. Ein vielfältiger interner sowie externer Wissensaustausch, der gesamtheitliche Innovationsprozesse fördert, existiert häufig nicht. Obwohl Zentralismus in Unternehmen wenig zu einer hohen Reaktionsgeschwindigkeit, wie sie die Energiewende erfordert, beiträgt, ist er immer noch vorherrschend.

Bei EVU ab mittlerer Größe hat sich eine organisatorische Spaltung in einen kaufmännischen und einen technischen Bereich etabliert. Themen wie Kundenbetreuung, Vertrieb, Einkauf, Personal und Rechnungswesen werden von einem kaufmännischen Geschäftsführer betreut. Das Netz, technische Anlagen und Anlagenserviceleistungen verantwortet

---

<sup>158</sup> Vgl. Umweltbundesamt (Hrsg.): Energiespar-Contracting als Beitrag zu Klimaschutz und Kostensenkung. Ratgeber für Energiespar-Contracting in öffentlichen Liegenschaften. Berlin 2000. S. 8.

<sup>159</sup> BfEE (Hrsg.): Marktvolumen. Abgerufen unter <http://www.bfee-online.de>. Abgerufen am 24.11.2014.

der technische Geschäftsführer. Unterhalb der Geschäftsführerebene sind Hauptabteilungen angesiedelt, die sich in weitere Abteilungen und diese wiederum in Gruppen gliedern.

Eine allgemeingültige, effiziente Aufbauorganisation kann nicht erstellt werden. Vielmehr müssen die jeweiligen Unternehmensbelange, bestehende Schnittstellen und spezifische Stärken und Schwächen analysiert werden. Dadurch gelingt es, effiziente Organisationsstrukturen zu schaffen, die doppelte Bearbeitung verhindern. Besonders im Vertrieb und in der Kundenbetreuung bietet sich die Implementierung einer prozessorientierten Aufbauorganisation an. Dadurch können Synergiepotenziale ausgenutzt werden.

### **Das EVU als Dienstleister**

Umgekehrt bietet sich für EVU die Aufgabenübernahme von anderen Unternehmen an. Speziell bei Querverbundunternehmen kann das EVU für andere Konzerngesellschaften Dienstleistungen erbringen, die bei der anderen Gesellschaft ausgelagert werden sollen. Dies führt zu höherer Personalauslastung sowie mehr Akzeptanz seitens der Mitarbeiter. Neben der Übernahme kaufmännischer Dienstleistungen hat sich die Fremdvergabe von Netzdienstleistungen etabliert. Der eingangs erwähnte Trend der Rekommunalisierung der EVU betrifft auch die Energienetze. Jedoch ist es für ein neugegründetes Unternehmen äußerst schwierig, geeignetes Personal zu beschaffen. Personalübergang der abgebenden Netzgesellschaft zur aufnehmenden Netzgesellschaft ist problematisch. Gepflogenheiten des alten Netzbetreibers passen nicht zum Anspruch des neuen Unternehmens. Hier bietet sich für größere Stadtwerke die Chance, für andere (kleine) Stadtwerke zusätzliche Dienstleistungen im Netzbereich zu erbringen. Der komplette operative Netzbetrieb kann beispielsweise über geeignete Dienstleistungsverträge fremdvergeben werden. Weiteres Potenzial ergibt sich im kaufmännischen Bereich. Besonders im Energiehandel übernehmen häufig größere Stadtwerke die Beschaffung für kleinere Stadtwerke.

Es zeigt sich, dass einfache Dienstleistungen mit geringen Qualifikationsanforderungen auf andere Dienstleistungsunternehmen verlagert werden müssen. Hieran offenbart sich ferner eine fatale Lohnpolitik, die den Verteilungsspielraum in den letzten Jahren offenkundig überstrapaziert hat. Zu hohe Lohnsteigerungen wirken sich letztendlich als nachträgliche Rationalisierungsmaßnahmen aus.

### **Auslagerung von Aufgaben an externe Dienstleister**

Das Auslagern standardisierter Aufgaben oder kompletter Strukturen an externe Dienstleister stellt ein probates Mittel dar, Personal- sowie Sachkosten mittelfristig zu senken. Dieser Schritt ist daher ganz klar zu empfehlen. Dennoch ist der Fremdbezug bei etablier-

ten EVU nicht ohne Weiteres umzusetzen. Starke gewerkschaftliche Organisation einerseits sowie hohe Entscheidungsgewalt von Betriebsräten andererseits behindern diese Möglichkeit. Dies liegt auch am grundsätzlichen Unverständnis seitens der Arbeitnehmervertretung, die Maßnahmen zur langfristigen Beschäftigungssicherung, teilweise gar zum Fortbestand der Unternehmung, als unpopulär erachtet. Dabei ist vor allem das Outsourcing einfacher Tätigkeiten geradezu prädestiniert, durch Fremdvergabe zu erfolgen. Hierdurch kann, begünstigt durch schrittweise Auslagerung im Gleichschritt mit beispielsweise Vorruhestandsangeboten, das Know-how der Mitarbeiter gesichert und sogar gesteigert werden. Komplexe Prozesse werden weiterhin von eigenen Mitarbeitern bearbeitet, die Kernkompetenzen verbleiben im Unternehmen. Weiteres Einsparpotenzial ergibt sich sekundär durch geschaffene Freiräume der verbleibenden Mitarbeiter, die anschließend die Prozesslandschaft optimieren können.

Die Entwicklung der Unternehmen weist einen ganz klaren Trend zur Ausgliederung einzelner Aufgabenbereiche auf. Es haben sich speziell auf die Energiebranche entwickelte Dienstleister am Markt etabliert, die vielfältige Aufgaben zu attraktiven Preisen in hoher Qualität übernehmen. Oftmals sind es diese Dienstleister, welche die Existenz kleiner Stadtwerke mit geringen Umsätzen erst ermöglichen. Die Fremdvergabe von Kundenbetreuungsdienstleistungen hat sich in der Energiebranche etabliert. Sie bildet aber auch allgemein schon jeher ein probates Mittel, Kosten zu senken. Daneben bieten hochspezialisierte Anbieter zudem die komplette Übernahme der Energiehandelsaktivitäten, des Bilanzkreismanagements, der Personalbetreuung, der Buchhaltung, des Forderungsmanagements, des Zahlungsverkehrs, der IT-Dienstleistungen und mehr an. Letztlich müssen Kosten und Qualitätsanspruch in Einklang gebracht werden.

### **Nutzung von Rückmietverkauf oder Leasing**

Die als Sale-Lease-Back bezeichnete Möglichkeit durch den Verkauf von Immobilien oder mobilen Gütern mit anschließendem Leasing dieser zielt darauf ab, Liquidität freizustellen. Der Verkaufserlös fließt dem Unternehmen zu, wodurch kurzfristige Liquiditätsengpässe gelöst werden können. Die Nutzung der abgegebenen Objekte kann weiterhin gegen Mietzahlungen erfolgen. Mobile Investitionsgüter können durch Leasing erworben werden. Dabei beschafft der Leasinggeber das Leasingobjekt und finanziert dieses, welches dem Leasingnehmer gegen Zahlung eines Entgelts zur Nutzung überlassen wird.<sup>160</sup>

---

<sup>160</sup> Vgl. Kratzer, J. / Kreuzmair, B.: Leasing in Theorie und Praxis. Leitfaden für Anbieter und Anwender (2002). S. 15 ff.

Die wesentlichen Vorteile von Leasing sind:<sup>161</sup>

- Leasingraten sind als Betriebsausgaben absetzbar, sodass Abschreibungsbeschränkungen entfallen
- Leasing ist bilanzneutral, d. h., die geleaste Güter fließen nicht in die Bilanz ein, somit bewirken sie keine Veränderungen des Eigenkapitals oder des Verschuldungsgrades
- Leasing ermöglicht langfristige Planungen, vereinbarte Entgelte unterliegen keinen Zinsänderungsrisiken
- Verringerung der Abhängigkeit von Kreditinstituten, da Finanzierung über Leasinggeber erfolgt
- keine Vorausfinanzierung, da zeitliche Nutzung des Leasinggegenstandes mit Leasingzahlung zusammenfällt
- individuelle Vertragsgestaltung

Die wesentlichen Nachteile von Leasing sind:<sup>162</sup>

- kein Eigentumserwerb durch Leasingnehmer
- höhere Gesamtkosten gegenüber Eigenkauf
- Vertragslaufzeit
- Kündigung bei Zahlungsverzug

### **Nutzung von Kooperationsmöglichkeiten**

Den EVU bieten sich vielfältige Möglichkeiten der freiwilligen Zusammenarbeit mit anderen Unternehmen zur Erweiterung der Wertschöpfungskette an. Neben anderen Stadtwerken sowie Regionalversorgern sind Kooperationen vor allem mit solchen Unternehmen interessant, die über Wissen und Geschäftsmodelle in den Bereichen verfügen, die bislang nicht gewinnbringend bearbeitet oder erst neu erschlossen werden müssen.<sup>163</sup>

---

<sup>161</sup> Vgl. WEKA MEDIA GmbH & Co. KG (Hrsg.): Leasing – Vorteile / Nachteile. Abgerufen unter <http://www.foerderland.de>. Abgerufen am 26.12.2014.

<sup>162</sup> Vgl. ebd.

<sup>163</sup> Vgl. Arthur, A. (Hrsg.): Effektives Integrationsmanagement: Neue Perspektiven für die Versorgungswirtschaft durch erfolgreiche Kooperationen und Fusionen. S. 1.

Weitere Zielsetzung ist die Nutzbarmachung von Größenvorteilen und Synergieeffekten zur Kostenminimierung.<sup>164</sup>

Vielfältige, übergreifende Kooperationen sind denkbar:<sup>165</sup>

- Projektierung, Finanzierung, Errichtung neuer Erzeugungsanlagen
- Entwicklung von Contractingdienstleistungen
- Entwicklung von Energiespar- und -effizienzmodellen
- Entwicklung von Infrastruktur zur zukünftigen Nutzung der Elektromobilität
- Entwicklung einer gemeinsamen Marke zum überregionalen Vertriebsabsatz
- Einkaufsgemeinschaften zur Nachfragebündelung, beispielsweise bei Energie- oder Materialbeschaffung (Netz)

Weitere Kooperationsmaßnahmen ergeben sich bei:<sup>166</sup>

- Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen

Die kommunale Verbundenheit bietet Kooperationsmöglichkeiten bei der Errichtung neuer Erzeugungsanlagen. Die Kommune kann ihrem Stadtwerk z. B. Flächen zur Aufstellung von Solaranlagen verpachten.

- Zubau zentraler Erzeugungsanlagen

Durch Nutzung von Netzwerken sowie Kooperationsmöglichkeiten können insbesondere kleine und mittelgroße EVU Projekte realisieren. Auch können Beteiligungen an Projekten der größeren EVU erworben werden.

- Stromhandel

Der Stromhandel ermöglicht es den EVU, ihren Beitrag zur Umsetzung kommunaler Klimaschutzkonzepte zu leisten. Zielsetzung: Erhöhung des Anteils regenerativ erzeugter Energien am Energiemix.

---

<sup>164</sup> Vgl. Moraing, M.: Neue Kooperationsstrategien der Stadtwerke. S. 122.

<sup>165</sup> Nach Auffassung des Autors.

<sup>166</sup> Nach Auffassung des Autors.



### 3.3 Konsequenzen

Es wirkt paradox: Obwohl das bisherige Geschäftsmodell der EVU durch die Energiewende, mit ihren Zwängen zu Energieeffizienz, Verbrauchseinsparung und Transparenz, kanibalisiert wird, liegt darin der Weg zum Aufbau neuer Geschäftsfelder und damit letztlich zum Fortbestand der Unternehmen. Doch es gibt keinen Königsweg, keine allgemeingültigen Handlungsanweisungen. Jedes Unternehmen muss für sich eine präzise, individuelle Strategie entwickeln, die dem besonderen Marktumfeld sowie der eigenen Wettbewerbsposition gerecht wird. Die Vielzahl von Veränderungen, welche die Planbarkeit und Ausrichtung der EVU erschweren, verlangen permanent eine tiefgründige Analyse des Status quo und eine realistische, valide Einschätzung der zukünftigen Entwicklung. Die abgeleiteten Schwächen der EVU können nur durch starke, betriebswirtschaftliche Effizienzgedanken einerseits und das Vorantreiben neuer Technologien andererseits überwunden werden.

Obwohl die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen der Daseinsvorsorge nachhaltig einen belastenden Faktor darstellen, müssen auch hier das Prinzip der Wirtschaftlichkeit sowie am Markt ausgerichtete Unternehmensentscheidungen Berücksichtigung finden. Die strategische Grundorientierung der Stadtwerke an der Daseinsvorsorge lässt den Schluss zu, dass Bestandssicherung wichtiger ist als Wachstumsstrategien. Aufgrund des vielfältigen Wirkungskreises der kommunalen EVU müssen mehrdimensionale Zielsysteme vereinbart werden, um dem Umstand der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle durch Verknüpfung der bisherigen Wertschöpfungsstufen mit den neu hinzugekommenen Branchentrends gerecht zu werden. Sinkende Margen im Stammgeschäft dürfen nicht als Ausrede für mangelnden Vorwärtsdrang dienen. Gleichwohl muss es gelingen, die Kostenstrukturen weiterhin wettbewerbsfähig zu gestalten und gleichzeitig hochwertige Produkte in den Bereichen dezentrale Erzeugung, Smart-Home, Elektromobilität sowie Datenmanagement zu entwickeln, um langfristig am Markt zu bleiben. Die zuvor aufgezeigten Schwachstellen müssen letztlich konsequent abgebaut sowie vorhandene Potenziale ausgenutzt und zu Vorteilen verwandelt werden. Erfolgreich können nur die EVU sein, welche die begrenzten Ressourcen effektiv und effizient einsetzen. Vor dem Hintergrund der Energiewende werden innovative, vielfältige, aber auch kapitalintensive Produkte und Dienstleistungen das zukünftige Angebotsportfolio bestimmen. Wenngleich die EVU einst Triebfeder der zweiten industriellen Revolution waren, hängt derzeit ihr langfristiges Bestehen maßgeblich davon ab, wie dem Wandel durch die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle begegnet wird. Die gesamte Branche muss sich darauf einstellen, dass richtungsweisende Akzente nicht mehr durch sie innerhalb der Wertschöpfungsstufen gesetzt werden, sondern ihr

Fortbestehen in entschiedenem Maß davon abhängt, inwieweit die vorhandene Innovationskraft zur Umsetzung technologiebasierter, hochwertiger Dienstleistungen ausreicht.

Abschließend lässt sich festhalten, dass keine Aussage darüber getroffen werden kann, wie unter derzeitiger Marktlage auch nur ansatzweise zukünftig nachhaltige Ergebnisse erzielt werden können. Obwohl es vielversprechende Ansätze gibt, lässt sich keine treffsichere Prognose über zukünftigen Markterfolg, Rentabilität sowie Wettbewerbssituation abgeben. Es ist davon auszugehen, dass sich die derzeitige Ergebnissituation weiter verschlechtern wird. Eine Bodenbildung hängt wesentlich von politischen Entscheidungen hinsichtlich der Ausgestaltung eines neuen Strommarktdesigins sowie bilateral vereinbarten Klimaschutzzielen ab.

**Literatur****Rechtsquellen**

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
BauGB	Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 15. Juli 2014 (BGBl. I S. 954) geändert worden ist.
BVerfG 2008	Begründung zu einer nicht angenommenen Entscheidung im Verfahren über eine Verfassungsbeschwerde. 1 BvR 1914/02 vom 10.9.2008, Absatz-Nr. 12. Abgerufen unter <a href="http://www.bverfg.de/entscheidungen/rk20080910_1bvr191402.html">http://www.bverfg.de/entscheidungen/rk20080910_1bvr191402.html</a> . Abgerufen am 05.11.2014.
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
EnEV	Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung) vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 18. November 2013 (BGBl. I S. 3951) geändert worden ist.
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG). Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts	In der Fassung der Bekanntmachung vom 20.05.2003. In: BGBl. I Nr. 20. S. 686.
Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts	In der Fassung der Bekanntmachung vom 24.04.1998. In: BGBl. I Nr. 23. S. 730.
Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts	In der Fassung der Bekanntmachung vom 28.04.1998. In: BGBl. I Nr. 23. S. 730 – 736.
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland vom 23. Mai 1949 (BGBl. S. 1), das zuletzt durch das Gesetz vom 11. Juli 2012 (BGBl. I S. 1478) geändert worden ist.
Konzessionsabgabenverordnung	Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.
Richtlinie 2003/54/EG	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (ElRL) 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. In: ABLEU Nr. L176 15.07.2003. S. 37.
Richtlinie 2003/55/EG	Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG. In: ABLEU Nr. L176 15.07.2003. S. 57.

Richtlinie 96/92/EG	Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. Dezember 1996. In: AbIEU Nr. L27 30.01.1997. S. 20.
Stromnetzentgeltverordnung	Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
Verordnung zu abschaltbaren Lasten	Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998).

### Monografien

Arnold, Robert	Ein normativ begründetes Modell für die Krankenversicherung in Deutschland. S. 145 f. Aachen 2006. Shaker-Verlag.
Bieger, Thomas, Krys, Christian	Einleitung – Die Dynamik von Geschäftsmodellen. In: Bieger, Thomas et al. (Hrsg.): Innovative Geschäftsmodelle. Konzeptionelle Grundlagen, Gestaltungsfelder und unternehmerische Praxis. S. 1 – 10. Berlin, Heidelberg 2011. Springer-Verlag.
Bieger, Thomas, Reinhold, Stephan	Das wertbasierte Geschäftsmodell – Ein aktualisierter Strukturierungsansatz. In: Bieger, Thomas et al. (Hrsg.): Innovative Geschäftsmodelle. Konzeptionelle Grundlagen, Gestaltungsfelder und unternehmerische Praxis. S. 11 – 70. Berlin, Heidelberg 2011. Springer-Verlag.
Bierbaum, Frank	Strategisches Verhalten in stagnierenden Branchen: eine Darstellung am Beispiel der deutschen Textilindustrie. Dissertation / Hochschule St. Gallen. 1992.
Forsthoff, Ernst	Der Staat der Industriegesellschaft. Dargestellt am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland. München 1971. S. 75 f. Verlag C. H. Beck.

- Freidank, Carl-Christian,  
Lachnit, Laurenz,  
Tesch, Jörg  
Vahlens Großes Audit Lexikon. München 2007. Verlag Franz Vahlen.
- Gottschalk, Wolf  
Strukturen und Organisation von Stadtwerken. In: Bräunig, Dietmar und Gottschalk, Wolf (Hrsg.): Stadtwerke. Grundlagen, Rahmenbedingungen, Führung und Betrieb. S. 53 – 72. Baden-Baden 2012. Nomos Verlagsgesellschaft.
- Kratzer, Jost  
Kreuzmair, Benno  
Leasing in Theorie und Praxis. Leitfaden für Anbieter und Anwender. 2. Auflage. Wiesbaden 2002. Gabler-Verlag.
- Lucas, Klaus  
Thermodynamik. Die Grundgesetze der Energie- und Stoffumwandlungen. 6. Auflage. Berlin und Heidelberg 2007. Springer Verlag.
- Porter, Michael  
Wettbewerbsstrategie. 10. Auflage. Frankfurt a. M. 1999. Campus Verlag.
- Rohlfing, Dirk,  
Schneidewind, Uwe,  
Servatius, Hans-Gerd  
Smart Energy – Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem. Berlin, Heidelberg 2012. Springer-Verlag.
- Simon, Herrmann  
Das große Handbuch der Strategiekonzepte. 2. Auflage. Frankfurt a. M. 2000. Campus Verlag.
- Stähler, Patrick  
Geschäftsmodelle in der digitalen Ökonomie. In: Klein, Stefan et al. (Hrsg.): Reihe: Electronic Commerce. Band 7. 2. Auflage. S. 41 f. Köln 2002. Josef Eul Verlag.
- Utterback, James M.  
Mastering the Dynamics of Innovation. S. 18 f. Harvard 1996. Harvard Business School Press.
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (Hrsg.)  
Jahresbericht 2012. S. 22. Hannover 2013.

Wirtz, Bernd W. Medien- und Internetmanagement. 6. Auflage. S. 74 f. Wiesbaden 2009. Gabler Fachverlage.

### **Internetbeiträge**

Agora Energiewende Agorameter: Plattform mit Datensammlung über Stromdaten zu Erzeugung, Verbrauch, Preis u. a. Abrufbar unter <http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten/>.

Amprion GmbH (Hrsg.) Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Stand: 28.09.2012. Abgerufen unter <http://www.amprion.net/leistungsbilanz/>. Abgerufen am 07.11.2014.

BDEW (Hrsg.) Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014) Berlin 24.02.2014. Abgerufen unter <https://www.bdew.de>. S. 60. Abgerufen am 31.10.2014.

BDEW (Hrsg.) Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung. Berlin 2012. Abgerufen unter <https://www.bdew.de>. S. 32. Abgerufen am 31.10.2014.

BDEW (Hrsg.) Strompreisanalyse Juni 2014. Berlin 2014. Abgerufen unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreis-analyse%202014%20Chartsatz.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreis-analyse%202014%20Chartsatz.pdf). Abgerufen am 10.08.2014.

BfEE Marktvolumen. Abgerufen unter [http://www.bfee-online.de/bfee/marktentwicklung/contracting\\_dienstleistungen/marktvolumen/](http://www.bfee-online.de/bfee/marktentwicklung/contracting_dienstleistungen/marktvolumen/). Abgerufen am 22.11.2014.

BMWi (Hrsg.) Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Abgerufen unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=600668.html>. Abgerufen am 07.11.2014.

- BMW (Hrsg.)                      Eckpunkte zur EnWG-Novelle 2011. Abgerufen unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-enwg-novelle,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>. Abgerufen am 02.01.2015.
- BMW (Hrsg.)                      Erneuerbare im ersten Halbjahr wichtigste Quelle im deutschen Strommix. Berlin 08.07.2014. Abgerufen unter <http://www.bmwi-energie.wien.de.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/22/Meldung/fraunhofer-2014-erneuerbare-wichtigste-quelle-im-deutschen-strommix.html>. Abgerufen am 04.11.2014.
- BNetzA (Hrsg.)                      Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2006-2013. Abgerufen unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet_node.html). Abgerufen am 24.11.2014.
- BNetzA (Hrsg.)                      Versorgungsqualität – SAIDI-Wert 2013. Abgerufen unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Gasnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Gasnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet_node.html). Abgerufen am 24.11.2014.
- BNetzA (Hrsg.)                      Eigenkapitalrenditen für Investitionen Strom/Gas. Pressemitteilung 02.11.2011. Abgerufen unter <http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111102EigenkapitalrenditenInvestitionsStromGas.html>. Abgerufen am 24.11.2014.
- Bundesnetzagentur u.  
Bundeskartellamt (Hrsg.)                      Monitoringbericht 2013. Stand: Juni 2014. Bonn 2014. Abgerufen unter <http://www.bundesnetzagentur.de>. Abgerufen am 22.11.2014.



- Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. und Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (Hrsg.)      Infoblatt zum neuen Energiewirtschaftsrecht. Stand: Juli 2005. Berlin 2005. Abgerufen unter [http://www.dihk.de/ressourcen/downloads/flyer\\_energiwirtschaftsrecht.pdf/at\\_download/file?mdate=1291826381578](http://www.dihk.de/ressourcen/downloads/flyer_energiwirtschaftsrecht.pdf/at_download/file?mdate=1291826381578). Abgerufen am 01.12.2014.
- E.ON SE      Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB als Anhang zum Geschäftsbericht 2013. Essen 2014. Abgerufen unter [http://www.eon.com/content/dam/eon-com/Investoren/annual\\_presentations/Anteilsbesitzliste.pdf](http://www.eon.com/content/dam/eon-com/Investoren/annual_presentations/Anteilsbesitzliste.pdf). S. 194 – 206. Abgerufen am 27.10.2014.
- E.ON SE      Geschäftsbericht 2011. Essen 2012. Abgerufen unter [http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/E.ON\\_Geschaeftsbericht\\_2011.pdf](http://www.eon.com/content/dam/eon-com/de/downloads/e/E.ON_Geschaeftsbericht_2011.pdf). S. 32. Abgerufen am 27.10.2014.
- Eilrich, Marcel, Herrmann, Benny, Papenstein, Bernd, Rams, Andreas      In: PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (Hrsg.): Energie- und Versorgungsunternehmen im Spannungsfeld zwischen Ertrag, Investitionen und Verschuldung (2014). Abgerufen unter [http://www.pwc.de/de\\_DE/de/energiewende/assets/pwc-studie-evus-im-spannungsfeld-zwischen-ertrag-investitionen-und-verschuldung.pdf](http://www.pwc.de/de_DE/de/energiewende/assets/pwc-studie-evus-im-spannungsfeld-zwischen-ertrag-investitionen-und-verschuldung.pdf). Abgerufen am 22.08.2014.
- enet GmbH (Hrsg.)      Netznutzungsentgelt für den Transport von 40.000 kWh/a Strom. Abgerufen unter [http://www.enet.eu/tl\\_files/enet/newsletter/graphiken/preisvergleich-40000.jpg](http://www.enet.eu/tl_files/enet/newsletter/graphiken/preisvergleich-40000.jpg). Abgerufen am 14.09.2014.
- enet GmbH (Hrsg.)      Netznutzungsentgelte für den Transport von 200.000 kWh/a Erdgas. Abgerufen unter [http://www.enet.eu/tl\\_files/enet/newsletter/netznutzung-gas/netzentgelte.jpg](http://www.enet.eu/tl_files/enet/newsletter/netznutzung-gas/netzentgelte.jpg). Abgerufen am 15.09.2014.
- EPEX SPOT SE      Glossar mit Begriffserläuterungen. Abrufbar unter <http://www.epexspot.com/de/extras/glossar>.

- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.) Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Freiburg 2014. Abgerufen unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>. Abgerufen am 28.08.2014.
- Fürsch, Michaela, Lindenberger, Dietmar, Nicolosi, Marco Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen. In: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.): Endbericht. Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland (2010). Abgerufen unter [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/2010/EWI\\_2010-02-03\\_Negative-Strompreise.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2010/EWI_2010-02-03_Negative-Strompreise.pdf). Abgerufen am 05.11.2014.
- Gerstbach, Peter Stromverbrauch, untertägliches Lastprofil (Abb.). In: Wikimedia Foundation. Stichwort: Lastprofil, Stromhandel. 2004. Abrufbar unter [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/a4/Stromb%C3%B6rse\\_Stromverbrauch\\_Lastprofil.png](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/a4/Stromb%C3%B6rse_Stromverbrauch_Lastprofil.png). Abgerufen am 30.06.2014.
- Hoffmann, Kevin P. Wie die Energiekonzerne die Politik erpressen. In: DER TAGES-SPIEGEL 15.11.2013. Abgerufen unter <http://www.tagesspiegel.de/meinung/stellenabbau-bei-rwe-wie-die-energiekonzerne-die-politik-erpressen/9078188.html>. Abgerufen am 15.08.2014.
- Hübl, Lothar, Möller, Klaus-Peter In: pressrelations GmbH (Hrsg.): Prof. Hübl, Uni Hannover, und Pestel-Institut untersuchten die Bedeutung der Stadtwerke Hannover AG für die Landeshauptstadt und die Region. Hannover 2002. Abgerufen unter [http://presseservice.pressrelations.de/standard/result\\_main.cfm?aktion=jour\\_pm&r=97556&quelle=0&pfach=1&n\\_firmanr\\_=102127&sektor=pm&detail=1](http://presseservice.pressrelations.de/standard/result_main.cfm?aktion=jour_pm&r=97556&quelle=0&pfach=1&n_firmanr_=102127&sektor=pm&detail=1). Abgerufen am 22.11.2014.

- INFORUM Verlags- und Verwaltungsgesellschaft mbH      Kernkraftwerke in Deutschland. Abgerufen unter <http://www.kernenergie.de/kernenergie/themen/kernkraftwerke/kernkraftwerke-in-deutschland.php>. Abgerufen am 27.10.2014
- Kalwa, Feh      TelDaFax-Insolvenz: Anfechtungen gehen weiter. In: Höch und Partner Rechtsanwälte mbB. Abgerufen unter: <http://www.hoech-partner.de/blog/2013/03/13/teldafax-insolvenz-anfechtungen-gehen-weiter/>. Abgerufen am 24.11.2014.
- Paschotta, Rüdiger      Energy-only-Markt. In: Das RP-Energie-Lexikon. Abgerufen unter [http://www.energie-lexikon.info/energy\\_only\\_markt.html](http://www.energie-lexikon.info/energy_only_markt.html). Abgerufen am 24.11.2014.
- Rosenberger, Walther      Weil Verlustgeschäft – EnBW will weitere Kraftwerke abschalten. 01.03.2014. Abgerufen unter <http://www.stuttgarter-nachrichten.de/inhalt.kraftwerke-enbw-will-weitere-kraftwerke-abschalten.54f7aa2b-8989-4c7a-a85d-11fd433a84c7.html>. Abgerufen am 01.08.2014.
- RWE AG      Geschäftsbericht 2013. Essen 04.03.2014. Abgerufen unter <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/2320250/data/110822/4/rwe/investor-relations/berichte/RWE-Geschaeftsbericht-2013.pdf>. S. 2. Abgerufen am 27.10.2014.
- RWE AG      Jahresabschluss der RWE AG 2013. Essen 2014. Abgerufen unter <http://www.rwe.com/app/wartung/hv2014/doks/Jahresabschluss-der-RWE-AG.pdf>. Abgerufen am 27.10.2014.
- RWE AG      Transparenz-Offensive: Stromerzeugung nach Betreibern in Deutschland 2008 und 2013. Abgerufen unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/2388290/transparenz-offensive/stromdaten-kompakt/stromerzeugung-nach-betreibern-in-deutschland-2008-und-2013/>. Abgerufen am 05.11.2014.

- RWE AG                      Transparenz-Offensive: Wirtschaftliche Daten der deutschen Stromversorger. Abgerufen unter <http://www.rwe.com/web/cms/de/2076248/transparenz-offensive/stromdaten-kompakt/wirtschaftliche-daten-der-deutschen-stromversorger/>. Abgerufen am 05.11.2014.
- Statista GmbH              Geplante Investitionen der Stadtwerke und regionalen Energieversorger im Rahmen der Energiewende im Zeitraum von 2012 bis 2020 (in Milliarden Euro). 2014. Abgerufen unter <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/235255/umfrage/investitionen-der-stadtwerke-in-die-energiewende/>. Abgerufen am 28.07.2014.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.)              Unternehmensinsolvenzen 2013: 8,1 % weniger als im Vorjahr (2014). Abgerufen unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/UnternehmenHandwerk/Insolvenzen/Aktuell.html>. Abgerufen am 24.11.2014.
- Thüga AG (Hrsg.)              Das Thüga-Modell. Ein starkes Netzwerk als Fundament. München 2014. Abgerufen unter <http://www.thuega.de/thuega-gruppe/loesungen/das-thuega-modell.html>. Abgerufen am 22.11.2014.
- trend:research GmbH (Hrsg.)              Anteil einzelner Marktakteure an Erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland. Bremen 2013. Abgerufen unter <http://www.trendresearch.de/studien/16-0188-2.pdf?bdad8b6e0802e44cb0857bab427e8807>. S. 1. Abgerufen am 01.11.2014.
- VKU (Hrsg.)                      Erzeugungsumfrage: Stadtwerkeinvestitionen deutlich gesunken. Pressemitteilung 65/14. Berlin 22.09.2014. Abgerufen unter <http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-6514.html>. Abgerufen am 31.07.2014.
- VKU (Hrsg.)                      Bürger teilen Bedenken der Stadtwerke. Pressemitteilung 54/10. Berlin 13.10.2010. Abgerufen unter <http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-542010.html>. Abgerufen am 01.08.2014.

- VKU (Hrsg.) Kommunale Kraftwerkskapazitäten. Ein Beitrag zu Klimaschutz und Wettbewerb. Abgerufen unter <http://www.vku.de/energie/energieerzeugung/kommunale-kraftwerkskapazitaeten/kommunale-kraftwerkskapazitaeten.html>. Abgerufen am 24.11.2014.
- VKU e. V. Das deutsche Stromnetz: Netzebenen und Stromfluss (Abb.). In: Bundeszentrale für politische Bildung (Hrsg.). Abgerufen unter: <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/148524/ausbau-des-stromnetzes?type=galerie&show=image&i=153643>. Abgerufen am 01.10.2014.
- WEKA MEDIA GmbH & Co. KG (Hrsg.) Leasing – Vor- und Nachteile. Abgerufen unter <http://www.foerderland.de/finanzen/leasing/vor-und-nachteile-des-leasings>. Abgerufen am 26.12.2014.

### Reden und sonstige Dokumente

- Arthur, Andersen (Hrsg.) Effektives Integrationsmanagement: Neue Perspektiven für die Versorgungswirtschaft durch erfolgreiche Kooperationen und Fusionen. Frankfurt a. M. u. a. 2002.
- BMWi (Hrsg.) Sonne, Wind & Co. Berlin 2014.  
Abgerufen unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/sonne-wind-und-co.html>. Abgerufen am 05.11.2014.
- BMWi (Hrsg.) Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunkte für ein energiepolitisches Konzept. Berlin 06.06.2011. Abgerufen unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie,did=405004.html>. Abgerufen am 20.10.2014.
- Einstein, Albert Zitiert in: Sonne, Bernd und Weiß, Reinhard (Hrsg.): Einsteins Theorien. Spezielle und Allgemeine Relativitätstheorie für interessierte Einsteiger und zur Wiederholung. S. 177. Berlin / Heidelberg 2013. Springer-Verlag.

- Gabriel, Sigmar                      Rede vom 30.10.2008 zur Eröffnung der Konferenz „Stadtwerke der Zukunft – Vorreiter bei Klimaschutz, Energiesicherheit und Innovation“. Berlin 2008. In: BMU (Hrsg.): Stadtwerke als Motor der Energiewende, Pressemitteilung Nr. 239/08. Abgerufen unter <http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/stadtwerke-als-motor-der-energiewende/>. Abgerufen am 02.08.2014.
- Gottschalk, Wolf                    Begriff des kommunalen Querverbundes. In: Zeitschrift für Politikwissenschaft. Band 6. S. 13 – 18. Baden-Baden 1996. Nomos Verlagsgesellschaft.
- Haug, Peter                          Quersubventionen in kommunalen Unternehmen: Praxis und theoretische Wertung. In: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik. Heft 3/2003. S. 197 – 215.
- KfW Bankengruppe  
(Hrsg.)                                  KfW-Mittelstandspanel 2013. S. 3. O. V. Frankfurt a. M. 2013.
- Mühlhäuser, Kurt                   Markterfolg durch Bündelung des Vertriebs. In: Handelsblatt. Nr. 131 vom 11.07.2001. S. b09.
- Presse- u. Informations-  
amt der Bundesregierung  
(Hrsg.)                                  Was bringt, was kostet die Energiewende (2014). Abgerufen unter <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/kosten-nutzen-energiewende.html>. Abgerufen am 20.10.2014.
- Schmieder, Matthias                Stadtwerke Studie 2013. In: Center für kommunale Energiewirtschaft, INeKO Institut an der Universität zu Köln: Studie zur Wirtschaftlichkeit von Energieversorgern. S. 8 f. (2014). O. V.
- Umweltbundesamt  
(Hrsg.)                                  Energiespar-Contracting als Beitrag zu Klimaschutz und Kostensenkung. Ratgeber für Energiespar-Contracting in öffentlichen Liegenschaften. Berlin 2000.

- Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft, Landesbezirk Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Landesfachbereich Ver- und Entsorgung (Hrsg.) Tabellen- und Auszubildendenvergütungen vom 01. Mai 2013 bis zum 30.04.2015. Leipzig 2013. S. 1.

### Aufsätze in Fachzeitschriften

- Attig, Dieter Stadtwerke im liberalisierten Energiemarkt. Das Beispiel Aachen. In: Becker, Peter et al. (Hrsg.): Energiewirtschaft im Aufbruch. Analysen, Szenarien, Strategien. Köln 2001. S. 299 – 312.
- Brinker, Werner Liberalisierung – Folgen für die regionale Energiewirtschaft. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Heft 5/2000. S. 310 – 311.
- Dudenhausen, Roman, Döhrer, Andreas, Gravert-Jenny, Ulrike Strom- und Gashandel in Stadtwerken. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Heft 05/1999. S. 302 – 305.
- Ellwanger, Niels, Dudenhausen, Roman Energiehandels-Strategien für kommunale Unternehmen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Heft 08/1998. S. 501 ff.
- Gahl, Andreas Marketingstrategien für kleinere und mittlere Stadtwerke. In: Becker, Peter et al. (Hrsg.): Energiewirtschaft im Aufbruch. Köln 2001.
- Gottschalk, Wolf Begriff des kommunalen Querverbundes. In: Zeitschrift für Politikwissenschaft. Band 6. S. 13 – 18. Baden-Baden 1996. Nomos Verlagsgesellschaft.
- Hartung, Roland Perspektiven der Stadtwerke in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Heft 5/1999. S. 298.
- Haug, Peter Quersubventionen in kommunalen Unternehmen: Praxis und theoretische Wertung. In: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik. Heft 3/2003. S. 197 – 215.

- Klawunn, Karl-Heinz      Partnerschaft mit Perspektiven. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 05/2002. S. 312.
- Moraing, Markus          Neue Kooperationsstrategien der Stadtwerke. Modelle, Erwartungen und Erfahrungen. In: Burgi, Martin (Hrsg.): Energiepartnerschaften zwischen privaten Versorgungsunternehmen, Stadtwerken und Kommunen. Berlin u. a. 2002.



**Selbstständigkeitserklärung**

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Chemnitz, den 15.01.2014

Tommy Sauermann